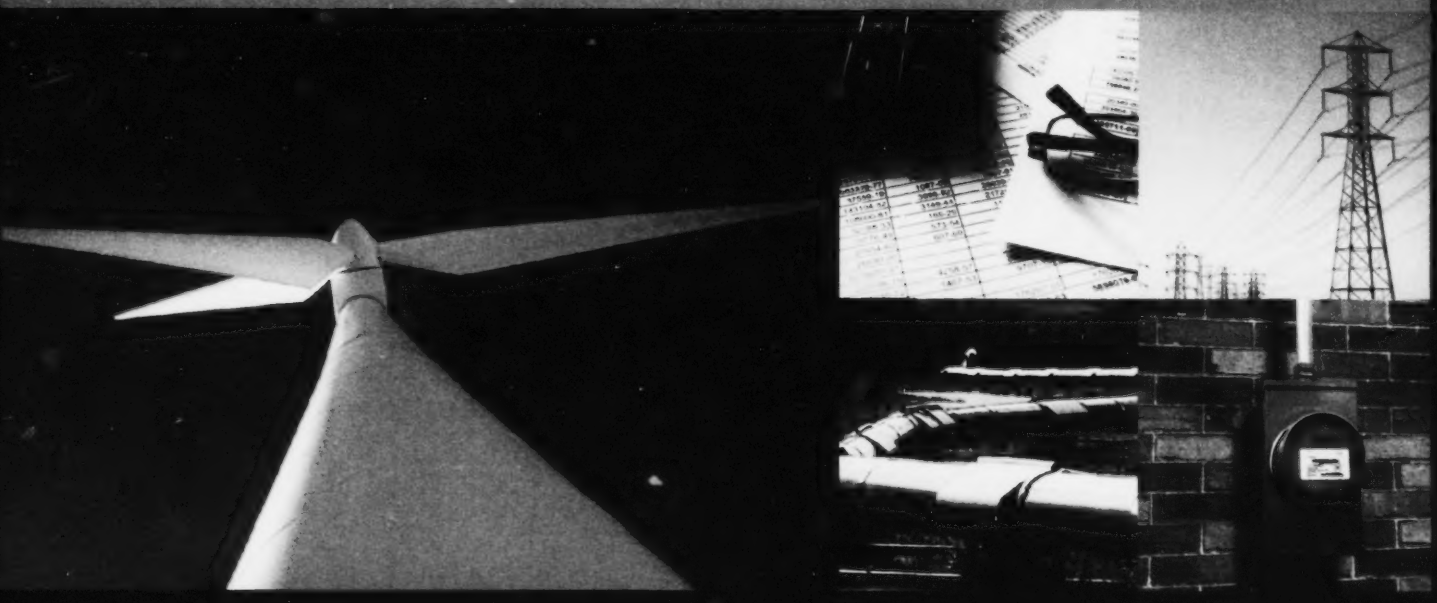
ONTARIO ENERGY BOARD



ANNUAL REPORT
2008-2009

Ontario

Ontario's Energy Sector At A Glance

Electricity consumers:

4.7 million

Electricity distributors:

680,000 km^2 Total service area (sq. km)

200,000 km Total km of line

Natural gas consumers:

3.2 million

Ontario consumes:

25 % of Canada's electricity and

35 % of Canada's natural gas

Ontario produces:

26 % of Canada's electricity and less than

1 % of Canada's natural gas

How to contact the Board:

Ontario Energy Board

P.O. Box 2319
2300 Yonge Street
Toronto, Ontario, Canada
M4P 1E4
Telephone: (416) 481-1967 or
Toll-free in Canada: 1-888-632-6273
Fax: (416) 440-7656

The Board's website is located at
www.oeb.gov.on.ca

To reach the OEB Consumer Relations Centre, call:
Toll free: 1-877-632-2727
In Toronto: (416) 314-2455
E-mail: consumerrelations@oeb.gov.on.ca

To reach the OEB Market Operations Hotline, call:
(416) 440-7604

Copies of this annual report, as well as other Board publications, may be obtained from the Board.

Cover photo of wind turbine courtesy of the Canadian Wind Energy Association.

Our Mandate

The Ontario Energy Board regulates the province's electricity and natural gas sectors in the public interest. Our mandate is determined by the provincial government, and is embodied in legislation and regulations.

Our Vision

The Board envisions a viable and efficient energy sector with informed consumers, and works towards this vision through regulation that is effective, fair and transparent.

Contents

A Message from the Chair and Chief Executive Officer	1
A Message from the Chief Operating Officer	2
Board Members	3
Executive Management Team	5
Measuring our Performance	6
Strategic Business Objective 1	7
Strategic Business Objective 2	9
Strategic Business Objective 3	11
Strategic Business Objective 4	12
Strategic Business Objective 5	13
Strategic Business Objective 6	15
Management Initiatives in Support of Strategic Objectives	17
Section 30 Cost Awards	19
Financial Statements	20
Organizational Chart	31

A Message from the Chair and Chief Executive Officer

Ontario's energy sector witnessed considerable change during the 2008–09 fiscal year. Public policy was the biggest driver of change. The most significant development was the introduction in February 2009 of the *Green Energy Act, 2009*, or GEA, which sets out the framework for far-reaching changes in the Province's energy sector and positions the development of new green energy resources as a key component of a broader industrial and environmental strategy. The GEA also gives the Ontario Energy Board important new objectives with respect to the implementation of the new policy framework. The Board also has new responsibilities with respect to conservation and the oversight of the plans to expand the Province's distribution and transmission infrastructure to accommodate both the anticipated new investment in renewable generation and "smart grid" technologies.

Since the introduction of the GEA, the Board has worked diligently to ensure that its own codes, guidelines and other policies are aligned with the Province's new policy framework and to ensure that, as an organization, we are equipped to carry out our new responsibilities.

Over the longer term, the Board will endeavour to address the regulatory challenges and opportunities presented by the new green energy economy in a manner that is consistent with our core institutional values. Those values include a long-term approach to issues, transparent and inclusive processes, timely and clear outcomes, and a focus on practical and workable solutions.

To that point, this year's Annual Report highlights a number of issues the Board addressed during the 2008–09 fiscal year:

- Consultations regarding the connection of generation facilities that are remote from the transmission system;
- A review of compliance by energy retailers and marketers with key consumer protection rules;
- The establishment of standards and investigation procedures for distributors to address the issue of stray voltage on livestock farms;
- A review of the regulatory implications of the transition to International Financial Reporting Standards; and
- Consultations regarding Time-of-Use pricing, particularly with respect to price structure and price setting methodology.

Providing effective regulation of a sector which is constantly evolving and increasingly complex is made possible by the quality of our people. Again this year, our Board members and staff demonstrated the professionalism and discipline which has become their hallmark. My thanks to all of them. In particular, I would like to acknowledge the contributions of two departing Board members, Bill Rupert and David Balsillie. Bill contributed significantly to the work of the Board in a variety of roles, most recently as a full-time Board member and, prior to that, as the first Managing Director of Regulatory Policy Development. David served as a part-time Board member for two years and during that time shared, with enthusiasm, his considerable expertise in environmental matters with colleagues and staff.

I would also like to thank our various stakeholders whose ongoing engagement makes an invaluable contribution to the work we do in serving the people of Ontario.

Howard I. Wetston, Q.C.
Chair and Chief Executive Officer

A Message from the Chief Operating Officer

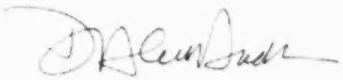
The 2008–09 financial year was a period of considerable achievement and change at the Ontario Energy Board. Two of those key developments related to our internal organization. First, we realigned the responsibilities of our executive team. We are confident that this realignment enhances the delivery of services within the Board and enables the Board to better manage our regulatory work. Second, the Board completed a first collective agreement with the Society of Energy Professionals. This settlement establishes the foundation for a positive relationship between the Board and the Society.

The global financial crisis in fiscal 2008–09 underlined the importance of fulfilling our responsibilities in a cost-effective manner. The Board committed to reducing its expenses and expenditures for the fourth quarter of 2008–09 by 5 per cent. We considerably exceeded that target and achieved savings of over 10 per cent. Cost savings were achieved in all business areas, specifically relating to third-party consultants and office expenditures such as supplies, printing, couriers and telephone. We have brought the same discipline to our budgeting for 2009–10.

One of the Board's key commitments relates to its accountability to Ontarians for the job we do. Again this year, we engaged an independent auditor, OCG Strategy and Organization Consulting, to measure our performance in achieving our business objectives. I am pleased to report that the Board achieved an overall rating of 97.9 per cent – one of the highest scores the Board has ever achieved and considerably higher than the score for the prior fiscal year. That overall result is especially impressive given the workload and initiatives the Board undertook. This year, the Board issued over 400 decisions, including 96 decisions relating to electricity distribution rates. During the later part of the year, the Board also focused considerable effort on preparing for its new objectives and responsibilities as contemplated in the *Green Energy Act, 2009*.

As in previous years, we also sought feedback from stakeholders on our own efforts to communicate and consult effectively. A survey conducted by Environics Research found that almost half (45 per cent) of respondents (compared to 27 per cent the previous year) identified good communication and consultation with stakeholders as our greatest strength.

I would like to conclude by expressing my thanks to the Board's staff and to the stakeholders with whom we work on a daily basis. Your professionalism and commitment have contributed to this successful year.



Aleck Dadson
Chief Operating Officer

Board Members

The Honourable Howard I. Wetston, Q.C.
Chair and Chief Executive Officer

Appointed Chair of the Ontario Energy Board on June 30, 2003, Mr. Wetston was re-appointed in 2008 for a second five-year term. Prior to this he served as Vice-Chair of the Ontario Securities Commission. He has been a Judge of the Federal Court of Canada, Trial and Appeal divisions, and Director of Investigation and Research of the Federal Bureau of Competition Policy (now Commission of Competition). Mr. Wetston was appointed Queen's Counsel in 1990, and is a member of the Ontario and Alberta Bars. His current term with the Ontario Energy Board expires in June 2013.

Gordon Kaiser
Vice-Chair

Gordon Kaiser was appointed Vice-Chair of the Board in July 2004. He has specialized in competition and regulatory law for over 25 years and served as special counsel to the Attorney General of Canada in competition law matters. He has appeared as counsel in regulatory hearings in nine provinces as well as before four different Federal Tribunals. Mr. Kaiser has served as an Adjunct Professor at both Queen's University and the University of Toronto. Mr. Kaiser's term expires in July 2010.

Pamela Nowina
Vice-Chair

Pamela Nowina was appointed Vice-Chair of the Board in July 2005 and has been a full-time member of the Board since March 2004. She has more than 20 years of progressively senior management experience in the natural gas and electricity sectors and, as a partner with PricewaterhouseCoopers and IBM Canada Business Consulting Services, was responsible for the strategy practice for the energy sector. Ms. Nowina's term expires in March 2010.

Full-Time Board Members

Paul Vlahos was appointed to the Board in 1994 and served as Interim Chair from December 2002 to June 2003 and Vice-Chair of the Board prior to that. Mr. Vlahos also served as general manager at the Ontario Telephone Service Commission. He has taught economics at the University of New Brunswick and has held several positions in the natural gas utility sector. Mr. Vlahos' term expires in April 2010.

Paul B. Sommerville was appointed as a full-time member of the Ontario Energy Board in July 2001. He left his family law firm to become director of legal services for the Ontario Trucking Association and, afterwards, was counsel responsible for environmental and health and safety matters for General Motors. Mr. Sommerville's term expires in July 2010.

Cynthia Chaplin was appointed to the Board as a full-time member in March 2004. She has 25 years of experience as an economist in the natural gas and electricity sectors, and has worked both in Canada and the United Kingdom. Prior to joining the Board, Ms. Chaplin held senior positions with British Petroleum, Amoco and Britain's gas regulator (Ofgas). Ms. Chaplin's term expires in March 2011.

Ken Quesnelle was appointed a full-time member of the Board in August 2005. Mr. Quesnelle is the former vice-president and assistant general manager of Woodstock Hydro Services Inc. and past chair of the Electricity Distributors Association. He was a very active participant in the remodelling of the electricity distribution sector in Ontario as it transitioned to the current commercial framework. Mr. Quesnelle has over 30 years of experience in the utility business which includes electricity and water distribution as well as water supply and related environmental protection. Mr. Quesnelle's term expires in September 2010.

Bill Rupert was appointed to the Board as a full-time member in May 2006. From mid-2004 to late 2005, Mr. Rupert served as the OEB's Managing Director, Regulatory Policy Development. Prior to that, he was a partner for 19 years in Ernst & Young's Assurance and Advisory Business Services practice. Mr. Rupert was a member of the Technical Panel of the Independent Electricity System Operator for five years. Mr. Rupert is a Chartered Accountant and holds an MBA from McMaster University. Mr. Rupert's term expires in May 2008.

Part-Time Board Members

Cathy Spoel was appointed as a part-time member of the Board in October 1999. She is a lawyer with more than 15 years of experience in administrative law, with a focus on land use planning, environmental, municipal and energy law and she also specializes in alternative dispute resolution. Ms. Spoel's term expires in February 2012.

David Balsillie was appointed to the Board as a part-time member in June 2007. Dr. Balsillie has served as an Assistant Deputy Minister with both the Ministry of Natural Resources and Ministry of Environment, and is an Adjunct Professor in the Faculty of Forestry at the University of Toronto. He has expert knowledge in environmental matters, particularly in sustainable forest management, land-use planning and resource allocation, biodiversity conservation and global warming. Dr. Balsillie's term expires in June 2009.

Executive Management Team

Aleck Dadson
Chief Operating Officer

Mark Garner
Managing Director,
Regulatory Policy & Compliance

Marika Hare
Managing Director,
Applications & Regulatory Audit

Mary Anne Aldred
General Counsel

Suzanne Cowan
Managing Director,
Communications &
Consumer Relations

Allan Fogwill
Managing Director,
Planning & Business Services

Julie Mitchell
Managing Director,
Human Resources

Ontario Energy Board – Regulates/Licenses:

237 electricity generators

80 rate regulated electricity distributors (90 licensed entities)

5 rate regulated electricity transmitters (7 licensed entities)

129 electricity wholesalers

56 electricity retailers

19 smart sub-meterers

3 natural gas distributors

37 natural gas retailers

Ontario Power Authority (OPA)

Independent Electricity System Operator (IESO)

Smart Metering Entity (SME)

This year's report is organized around the six strategic business objectives that are detailed in the Board's 2008–11 Business Plan. Each objective is broken down into a specific number of key initiatives, each of which is judged according to its importance, level of complexity and the amount of time required to meet the performance measure.

The Board sought independent verification of its performance results through an independent auditor – OCG Strategy and Organization Consulting.

Overall, the OEB achieved **97.9** per cent of its strategic objectives as identified in the 2008–11 Business Plan. Six out of 43 performance measures within the Board's control were not fully achieved.

Two out of an original 45 performance measures were not fully achieved due to factors outside of the Board's control and have been removed from the total weighting score (treated the same as out of year performance measures). Removing performance measures that were not fully achieved due to factors outside of the Board's control from the total weighting is a change in process that was initiated in 2007 when evaluating measures that are outside the organization's control and is appropriate in measuring overall organizational achievement. In years prior, measures not fully completed due to factors outside the Board's control were scored full achievement. This change in process demonstrates more transparency by not awarding achievement when the performance measure was not completed.

The following chart provides a brief snapshot of the Board's performance for each strategic business objective. More detailed information on specific initiatives can be found in the body of this report, in the appropriate section.

	Strategic Objective	Weight	Results
1	To provide sound economic regulation that considers both the interests of consumers and the need for a financially viable and efficient energy sector.	30	28.4
2	To help meet Ontario's challenges for renewal of energy infrastructure and supply.	16	14.8
3	To facilitate energy conservation and demand management.	20	19.2
4	To monitor, report and improve on regulatory processes to ensure that they are effective, fair and transparent.	26	25.9
5	To enhance public confidence in the Board's regulation through audit and compliance programs.	43	43
6	To provide clear and timely communications to enhance transparency with stakeholders and empower consumers.	26	26
7	Management initiatives.	13	13
	Totals	**174**	**170.3**

ONE

To provide sound economic regulation that considers both the interests of consumers and the need for a financially viable and efficient energy sector

Performance Measure Description	Status	Weight	Results
Payment amounts for Ontario Power Generation's prescribed assets have come into effect.	100%	4	4
The Regulated Price Plan prices have been adjusted as required.	100%	2	2
The Quarterly Rate Adjustment Mechanism method has been reviewed and revised as required.	73%	4	2.9
The principles and method for third generation incentive regulation have been determined by the Board.	100%	4	4
The filing guidelines and model for electricity distributors with respect to the third generation incentive regulation mechanism have been released.	100%	2	2
2009 distribution rates have been approved for the majority of filing utilities by May 1.	100%	4	4
Revenue requirements for all transmitters have been established for 2009.	77%	2	1.5
A Board policy paper has been released on electricity distribution rate design.	100%	4	4
The cost allocation policy has been implemented for utilities whose rates are re-based in 2009–10.	100%	4	4
Totals		**30**	**28.4**

Ontario Power Generation Payments

Between April 2005 and April 2008, the Government of Ontario set the payments to be made to Ontario Power Generation (OPG) for the output generated by its prescribed assets (consisting of three nuclear generating stations at Pickering and Darlington, and six baseload hydroelectric generating stations). For payments effective April 1, 2008, the Government transferred payment-setting authority to the Ontario Energy Board. Accordingly, in fall 2008, the Board set the payment to OPG after hearing its application based on a cost-of-service methodology.

Intervenors in the proceeding included the School Energy Coalition, Energy Probe, Pollution Probe, the Green Energy Coalition, the Association of Major Power Consumers in Ontario, the Vulnerable Energy Consumers Coalition, the Consumers Council of Canada, the Power Workers' Union and Canadian Manufacturers and Exporters.

The Board approved a revenue requirement of $6 billion compared to the $6.2 billion sought by OPG. Of the approved revenue requirement, $1.3 billion was for capital investment and facility refurbishment.

2009 Electricity and Natural Gas Distribution Rates

An important part of the Ontario Energy Board's responsibility for regulating the natural gas and electricity sectors involves setting just and reasonable rates for utility companies. In the case of the electricity sector, the Board reviews over 80 rate applications annually. Under the Board's four-year rate plan (2008–11), each utility must file for a cost-of-service review during this period. For the remaining years of the rate plan, utilities applying for a rate change do so based on one of two incentive rate mechanisms.

All told, the Board issued 62 rate orders in 2008–2009, 56 of which were set through an incentive rate mechanism and six through cost-of-service proceedings. In the case of the latter, applicants requested a total of $95 million in revenue of which $87.6 million was approved in final rate orders. All rate applications were reviewed by Board staff and interested parties including intervenors representing the interests of consumers.

In the natural gas sector, the Board issued distribution rate orders for Union Gas Limited and Enbridge Gas Distribution Inc. Both utilities will operate under five-year incentive rate mechanisms for the period between 2008 and 2012.

This year, the Board also issued quarterly gas commodity rate orders for Union Gas Limited, Enbridge Gas Distribution Inc. and Natural Resource Gas Limited.

TWO

To help meet Ontario's challenges for renewal of energy infrastructure and supply.

Performance Measure Description	Status	Weight	Results
In the absence of unforeseen circumstances, the hearing on the Integrated Power System Plan has been completed about a year after the publication of the notice by the Ontario Power Authority	OOC	0	N/A
A review has been completed of regulatory policies related to funding of transmission and distribution related to load growth and generation investments including distributed generation.	100%	4	4
Best practices for the development of a distributor asset management plan have been reviewed.	100%	2	2
Work has been completed in response to the Minister of Energy's directive on farm stray voltage.	84%	4	3.4
Issues relating to long-term contracting for gas transmission and supply by natural gas distributors have been reviewed.	100%	2	2
A consultation process to develop rules of conduct and reporting related to storage and transportation has been completed and the rules are in place.	86%	4	3.4
Totals		**16**	**14.8**

Note: OOC refers to "Out of Organization's Control"

Farm Stray Voltage

In response to a directive from the Minister of Energy, in 2007, the Board initiated a farm stray voltage consultation. "Stray voltage" refers to the difference in voltage potential between two objects that, if contacted by an animal at the same time, will result in a small electric current flowing through the animal. As a result, the animal may feel a tingling sensation (hence the term "tingle voltage") which may affect the animal's behaviour and therefore disrupt farm operations.

The design or condition of an electricity distributor's system can be one source of stray voltage, although there can be other sources (including a farm's wiring) that cause or contribute to the problem.

During the course of its consultations, Board staff met with farm customers across Ontario and the Board formed a Farm Stray Voltage Consultative Group composed of representatives from both industry and government. The Board also engaged experts to provide information on the effect of stray voltage on animals and farm operations as well as regulatory approaches adopted in other jurisdictions and methods available to electric utilities to address stray voltage situations.

Based on this information, and written comments received from stakeholders, the Board proposed amendments to the Distribution System Code. Specifically, new Code provisions were proposed setting out farm stray voltage standards as well as an investigation procedure that distributors must use when addressing stray voltage concerns.

Regulatory Policy Changes for Electricity Distribution and Transmission

With new provincial policies encouraging more renewable energy, it is vital that adequate infrastructure be developed to accommodate its connection to the electricity grid. Last year, the Board reviewed a number of its policies in respect to the regulatory treatment of investment in both distribution and transmission infrastructure with an objective of providing appropriate incentives for utilities to connect renewable generation facilities. With respect to distribution systems, the Board held consultations aimed at developing policies to expedite the connection of smaller size generation facilities such as farm-based bio-mass installations.

In February 2009, the Board adopted amendments to the Distribution System Code which created a special category of smaller generation facilities. These include facilities generating up to and including 250 kW that wish to connect to distribution lines operating at less than 15 kV as well as those facilities generating up to and including 500 kW connecting to lines operating at greater than 15 kV. These amendments will provide such smaller generators with the benefit of a faster, more efficient connection process.

Looking ahead to 2009–10, the Board expects to initiate or complete a number of other consultations with respect to potential Code amendments and other policy reforms related to distribution system infrastructure in furtherance of the Government's objectives as reflected in the *Green Energy Act, 2009*.

The Board recognizes that policy changes with respect to the role of transmitters and cost responsibility could facilitate the connection of generation facilities and bring new and often remote sources of generation on line. To that end, this year the Board pursued a consultation on issues related to the cost responsibility associated with connection of generation facilities to transmission systems.

After receiving comments on a Staff Discussion Paper, the Board issued proposed amendments to the Transmission System Code proposing a new category of "enabler facility" for which transmitters would assume a coordination/development role. Cost responsibility for these enabler facilities would be allocated among generators connecting to them on a pro-rata basis. The Board expects to finalize this initiative in 2009–10.

THREE

To facilitate energy conservation and demand management

Performance Measure Description	Status	Weight	Results
Decisions have been issued on applications for approval of Conservation & Demand Management (CDM) plans filed with the Board, in accordance with applicable performance standards.	100%	4	4
Decisions have been issued on applications filed with the Board for the recovery of lost revenue and shareholder incentives related to CDM, in accordance with applicable performance standards.	100%	4	4
Decisions on applications for the recovery of lost revenue and shareholder incentives have been issued in accordance with applicable performance standards.	100%	4	4
The Board has developed and implemented regulatory instruments that support the roll-out of smart meters and smart sub-meters.	100%	4	4
The Board has reviewed the current design of Time-of-Use electricity pricing and made revisions as required.	81%	4	3.2
Totals		**20**	**19.2**

Time-of-Use pricing

A key component of the Regulated Price Plan is the inclusion of Time-of-Use (TOU) prices which take into account not only *how much* electricity is used but also *when* it is used by consumers.

By providing different prices for different times, consumers receive an incentive to reduce or shift their use to periods of lower demand and away from times when electricity is most expensive. TOU pricing not only assists Ontarians in managing their electricity costs, but also can contribute to lowering overall peak electricity prices for everyone.

This year, the Board undertook consultations on the design of TOU pricing to determine if and how improvements could be made. It released a Staff Discussion Paper asking stakeholders for their input on a number of issues, including the continued appropriateness of the three pricing tiers, seasonal differentiation, methods to maintain TOU price spreads and the methodology for ensuring Regulated Price Plan supply cost recovery.

The focus of the Staff Discussion Paper was on making TOU pricing as simple as possible for consumers and on the implications of alternative approaches for conservation, demand management and load switching. The final TOU pricing framework is expected in spring 2009.

FOUR

To monitor, report and improve on regulatory processes to ensure that they are effective, fair and transparent

Performance Measure Description	Status	Weight	Results
The Board has achieved its published timelines for processing applications 70% of the time.	100%	8	8
The Board has provided a response to applicants within 10 days 85% of the time.	100%	8	8
Parties contacting the Market Operations Hotline have received a complete response within five business days 85% of the time, and the remainder have received a complete response within 45 days.	99%	8	7.9
Processes and analysis for licensing have been reviewed and revised as required.	100%	2	2
Totals		**26**	**25.9**

Ontario Energy Board – Applications Processed in 2008–09

The Board operates under performance standards that establish clear milestones for each step of the application process, from start to finish. The following chart outlines the number of applications processed by the Board in 2008–09 for each category.

Type of Application	Number of Applications
Electricity	**FY2008–09**
Facilities	4
Licence	85
Licence amendments	62
Corporate changes (mergers, acquisitions, amalgamations, divestitures)	17
Rates	125
Other	14
Subtotal	**307**
Natural Gas	**FY2008–09**
Certificates	18
Facilities	16
Franchise	33
Licence	22
Corporate changes (mergers, acquisitions, amalgamations, divestitures)	3
Rates	27
Other	9
Subtotal	**128**
Grand Total	**435**

FIVE

To enhance public confidence in the Board's regulation through audit and compliance programs

Performance Measure Description	Status	Weight	Results
A review of Reporting and Record Keeping Requirements and the use of reported data have been completed.	100%	4	4
An audit plan based on an assessment of risk has been approved and implemented.	100%	4	4
Compliance matters have been resolved in accordance with our performance standards by providing a compliance determination letter within 150 days, at least 85% of the time.	100%	8	8
A report on compliance activity is published quarterly.	100%	4	4
An audit of the reliability of distributor utility performance and service quality reporting data has been completed.	100%	4	4
A report on adjustments to the Uniform System of Accounts to accommodate incentive rates, cost allocation, comparator statistics and changes in accounting has been completed.	100%	2	2
A regulatory accounting framework for distribution and transmission utilities to implement International Financial Reporting Standards has been developed.	100%	4	4
A quarterly report is published of the activities of the natural gas and electricity electronic business transaction (EBT) working groups.	100%	1	1
A review has been completed of retail energy companies' compliance with consumer protection provisions under the *Ontario Energy Board Act, 1998* and Board codes.	100%	4	4
A program to have electricity retailers, gas marketers and distributors respond to complaints received by the Board has been implemented and is being monitored.	100%	4	4
The provision of service by electricity distributors has been reviewed.	100%	4	4
Totals		**43**	**43**

Compliance Activities

The Board undertook two major projects this year aimed at enhancing public confidence through its audit and compliance programs.

The first was a Retail Compliance Plan review by Board staff of selected electricity retailers and natural gas marketers to ascertain whether or not they were in compliance with the provisions of the *Ontario Energy Board Act, 1998*, as well as the Board's Codes and other regulatory requirements, especially as they relate to consumer protection. The focus of the 2008–2009 Retail Compliance Plan was energy retailer/marketer enrollment, reaffirmation, renewals and cancellation practices. Staff also reviewed the practice of energy retailers' agent training and monitoring.

In part as a result of the review, evidence was found that two retailers were in contravention of the *Ontario Energy Board Act, 1998*, and of the applicable Board Code of Conduct, and the Board issued Notices of Intention to Make an Order for an Administrative Penalty.

In both cases, the retailers were alleged to have engaged in unfair practices by making false, misleading or deceptive statements to low-volume consumers. Moreover, both were alleged to have supplied low-volume consumers without a valid reaffirmation, as required under the Board's Codes of Conduct.

The Board ordered the two retailers to pay penalties. In addition, each retailer provided the Board with an Assurance of Voluntary Compliance through which each will, among other things, conduct quality assurance audits of a percentage of reaffirmation calls and provide quarterly reports on the results, including any remedial action taken, for a period of 18 months. An Assurance of Voluntary Compliance carries the same force and effect as a Board Order.

The Retail Compliance Plan review was completed by Board staff and a staff report scheduled to be issued in the summer of 2009.

Preparing for New Accounting Standards

The second major project related to the transition to International Financial Reporting Standards (IFRS). Most rate-regulated entities in Canada will be required to adopt IFRS, beginning with financial statements prepared for 2011. Because the Board relies on audited financial information from utilities as an input in rate-setting, it was important to provide guidance on IFRS in a timely manner for that reason and in order to minimize complexity and reduce regulatory uncertainty.

To that end, the Board launched a two-stage consultation within which decisions will be made in relation to the transition to the new reporting standards. This work included holding extensive stakeholder meetings, providing mock-up financial statements for interested parties, reviewing the existing regulatory accounting instruments to identify potential areas of difference and retaining outside experts to ensure that all accounting issues were properly understood.

The first stage of this work began in December 2008 and is expected to conclude in summer 2009 with a Board Report outlining its policies on key aspects of the transition to IFRS. The second stage, to be completed in 2009–10, will incorporate these policies into the Board's regulatory accounting, reporting and rate application instruments applicable to electricity and natural gas distributors. A third stage may be appropriate at some future date for the IFRS transition as it relates to electricity transmitters and Ontario Power Generation.

Interest in the IFRS initiative has been high, with representatives from regulated gas and electricity utilities, consumer groups as well as utility accounting and regulatory advisors participating in the consultations. The Board's initiative will provide important guidance to stakeholders as the energy sector moves toward this new form of financial reporting.

SIX

To provide clear and timely communications to enhance transparency with stakeholders and empower consumers

Performance Measure Description	Status	Weight	Results
The following consumer response standards have been met a minimum of 80% of the time: (A) responding to general correspondence within 15 business days; (B) answering calls within 20 seconds; (C) and responding to voicemail by the next business day.	100%	8	8
Quarterly reports are posted on the Board's website to inform the industry and the public about the types of issues that consumers raise in their enquiries to the Board.	100%	1	1
The resolution of disputes between regulated companies and consumers has been facilitated within 90 days, 90% of the time, and reported quarterly.	100%	8	8
The Board's Stakeholder Perception Index is updated and the satisfaction rating with the Board's overall performance achieves, at a minimum, the average of that rating for the previous three years.	100%	4	4
The *"Getting to Know the Ontario Energy Board"* resource guide has been updated and published.	100%	1	1
The *"Energy Choice Is Yours"* consumer awareness initiative has been reviewed and updated as required.	100%	4	4
Totals		**26**	**26**

Stakeholder Perception Index

The Ontario Energy Board interacts with a broad and diverse range of stakeholders, including consumer and advocacy groups, energy sector organizations, electricity generators, electricity and natural gas distributors, financial organizations, media and the legal community. Having our stakeholders rate the Board's performance is a critical part of ensuring that we remain accountable to those we serve.

Again this year, the Board retained Environics Research Group Ltd. to conduct a survey of stakeholders to measure our performance and identify areas for improvement. The Board received an overall satisfaction rate of 6.7 out of 10, exceeding our target of 6.0 and representing a significant improvement over the 5.4 rating obtained in the initial survey, in 2004.

Staff received their highest marks for objectivity and fairness in dealing with stakeholders, followed by knowledge of the energy sector and responsiveness. Forty-five per cent of respondents identified good communication and consultation with stakeholders as the Board's strongest suit – up from 27 per cent last year.

Of particular interest, when asked about future directions, respondents said the Board should undertake more initiatives in the areas of Time-of-Use pricing, distributed generation and greater consumer education – all areas where the Board was active this year.

In the area of consumer education, for example, the Board's *Energy Choice Is Yours* campaign was expanded this year, with greater community outreach, an improved website and the translation of materials into 11 languages in addition to English and French.

The Board values its interaction with stakeholders and will continue to emphasize clear and timely communication as a vital part of its mandate.

Consumer Outreach

As noted, the Board built on its successful consumer information campaign, *The Energy Choice Is Yours*. Introduced in July 2007, this initiative is aimed at informing residential and small business consumers about the energy sector, their options for energy supply and the Board's role in facilitating the resolution of consumer issues.

This year, the Board developed a comprehensive consumer communications and outreach plan to further help consumers understand their rights and responsibilities in the energy sector. The plan identifies key topics and audiences that the Board will target over the next 12 to 18 months, broadens the reach of the Board's consumer initiatives and expands activities to include areas of interest outside the current focus of consumers and energy contracts.

The plan also includes specific outreach opportunities and community tour days, the launch of a consumer-oriented website, developing general and topic-specific informational materials as well as meeting with key stakeholders to share information.

Over the course of the year, presentations were made to the following:

- Southwest Legal Clinics Annual Training Event (London)
- Renfrew Law Fair (Renfrew)
- Eastern Region Legal Clinics spring training (West Lake, Picton/Belleville)
- Legal assistance conference (Windsor)
- Ryerson University, Energy Poverty Workshop (Toronto)
- Community Counselling & Resource Centre (Peterborough)
- Social Development Council (Cornwall)
- Canadian Association of Retired Persons (Sudbury)

The Energy Choice Is Yours campaign has been well received by community groups and garnered favourable media coverage. The Board will continue to look for ways to empower consumers by giving them the facts they need to make better informed energy decisions.

The Board continues to implement management initiatives that support its operations, good corporate governance and continuous improvement. These initiatives enable the Board to use its resources more efficiently to serve internal and external stakeholders and consumers. In carrying out its regulatory responsibilities, the Board is committed to the sound management of the resources entrusted to it and to cost-effective processes.

Performance Measure Description	Status	Weight	Results
The Board's regulatory cost measures are reported annually.	100%	1	1
A three-year human resources strategy is implemented.	100%	4	4
A minimum of 2% of annual salaries has been spent on employee training and education programs.	100%	8	8
The Employee Engagement Index is updated regularly through employee surveys and future ratings are equal to or greater than the average rating for the previous three full surveys.	OOC	0	N/A
Totals		**13**	**13**

Note: OOC refers to "Out of Organization's Control"

Human Resources

A key initiative this year focused on the corporate restructuring of the organization to support the Board's evolving mandate related to the *Green Energy Act, 2009*. As part of this re-alignment, the Human Resources function was created as a standalone business unit to recognize its strategic value to the organization.

Fully 10 per cent of the Board's employees are eligible for retirement in the next five years. To address this risk, HR completed a Workforce Plan as part of a broader Talent Management Strategy. A new best in class Talent Management System was implemented to address succession planning, training and development as well as performance management of all staff. The Board also launched a Summer Student Initiative to foster staff renewal and brand the Board as an employer of choice.

The first collective agreement between the Board and the Society of Energy Professionals was successfully negotiated this year, without the assistance of a third party. The three-year agreement extends to March 31, 2011 and covers 70 per cent of employees. To facilitate the introduction of the collective agreement, Human Resources launched a comprehensive labour relations training program for all managers.

Report on Regulatory Costs

Consistent with its commitment to good corporate governance, in October 2006, the Board announced its intention to report on the regulatory costs associated with oversight of Ontario's gas and electricity sectors.

The following three measures were identified:

- three-year moving average percentage change in operating expenses;
- three-year moving average of operating expenses as a percentage of industry revenue, and;
- three-year moving average of operating expenses per end-use customer.

The following chart illustrates the rolling three-year averages for each of these regulatory cost measures.

Regulatory Cost Measures 2008-09

	2008-09	2007-08	2006-07
Operating Expenses [a]	$33,898,410	$32,180,496	$29,960,984
Measure #1: Percentage Change in Operating Expenses	**5.34%**	**7.41%**	**17.58%**
3-Year Rolling Average	10.11%	9.60%	10.48%
Industry Revenue ($B) [b]	$20.7	$21.1	$19.9
Measure #2: Operating Expense as % of Industry Revenue	**0.16%**	**0.15%**	**0.15%**
3-Year Rolling Average	0.16%	0.14%	0.13%
Electric Customers [c]	4,700,898	4,638,808	4,592,868
Natural Gas Customers	3,181,316	3,208,500	3,158,554
Measure #3: Operating Expense per Customer ($yr/customer)	**$4.30**	**$4.10**	**$3.87**
3-Year Rolling Average	$4.09	$3.78	$3.52

Notes:

a) Source: Ontario Energy Board, Financial Statements. The figure used is Total Expenses as reported in the Statement of Operations and Net Assets. Total expenses include Board costs recoverable under Section 30 of the *Ontario Energy Board Act, 1998*, of $1,593,956 in 2008-09, $1,897,821 in 2007-08, and $1,106,664 in 2006-07. Intervenor and stakeholder costs that regulated entities were ordered to pay are not a cost of the Board and are therefore not included in total expenses.

b) Source: 2006-07 to 2008-09 estimates based on various OEB and Statistics Canada sources.

c) Source: Annual Reports.

Commentary:

Measure #1: Percentage Change in Operating Expenses

The increase in operating expenses from 2007-08 to 2008-09 reflects an entire 12 months of full staff and Board complement whereas this had not occurred for the full 12 months in the prior years. Staff and Board Member costs account for two thirds of the OEB's annual costs and year over year, as with most organizations, this amount has an annual increase to cover the cost of living (2-3%). However, the percentage increase year over year has decreased.

Measure #2: Operating Expense/Industry Revenue

Industry revenue has remained the same over the the 3-year period from 2007-08 to 2008-09. OEB operating expenses as a percentage of industry revenue remained consistent over this same period.

Measure #3: Operating Expenses per Customer

Operating expenses per customer increased by $.20 (5%) from 2007-08 to 2008-09 due to the increase in OEB operating expenses, as explained in Measurement #1 above.

Section 30 of the *Ontario Energy Board Act, 1998,* states that the Board "may order a person to pay all or part of a person's costs of participating in a proceeding before the Board, a notice and comment process under section 45 or 70.2 or any other consultation process initiated by the Board." These costs may also include the costs of the Board.

The following outlines the cost award activity for the 2008–09 fiscal year:

	2008–09
Board's costs recoverable under section 30 cost awards (Note 1)	$1,593,956
Intervenors'/Stakeholders' costs recovered under section 30 cost awards for applicant driven proceedings (Note 2)	
- natural gas proceedings	$1,692,068
- electricity proceedings	$8,632,883
Intervenors'/Stakeholders' costs recovered under section 30 cost awards for consultation processes initiated by the Board (Note 2)	$688,814
Total 2008–09 Cost Award Activity	**$12,607,721**

Note 1 These costs represent costs the Board incurred in relation to specific proceedings or consultation processes (e.g. consulting services, court reporting and external meeting sites). These costs are reflected in the Board's financial statements for the year ended March 31, 2009. Regulated entities are ordered to pay these costs to the Board in relation to the specific proceedings and consultation processes.

Note 2 These costs represent cost.. that regulated entities were ordered to pay to intervenors in proceedings and stakeholders in consultation processes. These costs do not appear in the Board's financial statements.

ONTARIO ENERGY BOARD ANNUAL REPORT

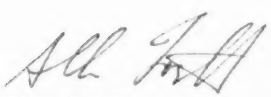
FINANCIAL STATEMENTS 2008–09

Management's Responsibility

The Ontario Energy Board's management is responsible for the integrity and fair presentation of the financial statements and other information presented in the annual report. The financial statements have been prepared by management in accordance with Canadian generally accepted accounting principles. The preparation of financial statements necessarily involves the use of management's judgment and best estimates, particularly when transactions affecting the current accounting period cannot be determined with certainty until future periods.

The Board maintains systems of internal accounting controls designed to provide reasonable assurance that reliable financial information is available on a timely basis and that the Board assets and liabilities are adequately accounted for and assets safeguarded.

The financial statements have been reviewed and approved by the Board's Management Committee. In addition the financial statements have been audited by the Auditor General of Ontario, whose report follows.



Allan Fogwill
Managing Director, Planning & Business Services
June 29, 2009

Auditor's Report

To the Ontario Energy Board

I have audited the statement of financial position of the Ontario Energy Board as at March 31, 2009 and the statements of operations and net assets and cash flows for the year then ended. These financial statements are the responsibility of the Board's management. My responsibility is to express an opinion on these financial statements based on my audit.

I conducted my audit in accordance with Canadian generally accepted auditing standards. Those standards require that I plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In my opinion, these financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Board as at March 31, 2009 and the results of its operations and its cash flows for the year then ended in accordance with Canadian generally accepted accounting principles.

Gary R. Peall, CA
Deputy Auditor General
Licensed Public Accountant

Toronto, Ontario
June 29, 2009

Statement of Financial Position
As at March 31, 2009

	2009	2008
ASSETS		
Current Assets:		
Cash	$ 11,395,939	$ 18,105,875
Accounts receivable	57,473	2,794,529
Regulatory process costs to be assessed	1,023,141	1,522,536
Deposits and prepaid expenses	231,373	192,329
Total Current Assets	12,707,926	22,615,269
Capital assets (note 5)	6,698,582	8,151,556
TOTAL ASSETS	**$ 19,406,508**	**$ 30,766,825**
LIABILITIES		
Current Liabilities:		
Deferred revenue (note 3c)	$ 1,089,319	$ 10,693,842
Accounts payable and accrued liabilities	4,888,566	5,326,364
Total Current Liabilities	5,977,885	16,020,206
Long-term Liabilities:		
Deferred revenue related to capital assets (note 3d)	3,882,463	5,073,472
Deferred rent inducement (note 8)	3,635,459	3,973,631
Pension liability (note 6b)	298,701	230,301
Total Long-term Liabilities	7,816,623	9,277,404
TOTAL LIABILITIES	**13,794,508**	**25,297,610**
Operating Reserve (note 4)	4,710,260	4,764,975
Net Assets:		
Unrestricted net assets (note 7)	704,240	704,240
Internally restricted net assets (note 7)	197,500	0
Total Net Assets	901,740	704,240
TOTAL LIABILITIES, RESERVE AND NET ASSETS	**$ 19,406,508**	**$ 30,766,825**

See accompanying notes to financial statements.

On behalf of the Management Committee:

Howard Wetston
Chair

Gordon Kaiser
Vice-Chair

Pamela Nowina
Vice-Chair

Statement of Operations and Net Assets
Year Ended March 31, 2009

	2009	2008
REVENUES		
Recovery of Costs:		
General cost recovery (note 3a)	$ 29,332,441	$ 27,073,731
Amortization of deferred revenue related to capital assets	2,225,702	2,071,390
Regulatory process costs	1,593,956	1,897,821
Total Revenues from Recovery of Costs	33,152,099	31,042,942
Other Revenues:		
Interest income	380,657	744,149
Licence fees	356,265	354,100
Penalties	197,500	0
Miscellaneous income	9,389	39,305
Total Other Revenues	943,811	1,137,554
TOTAL REVENUES	**34,095,910**	**32,180,496**
EXPENSES		
Salaries and benefits	22,982,241	21,587,303
Consulting and professional	3,454,340	3,325,381
Premises	2,236,842	2,248,992
Meetings, training and travel	844,555	861,150
Office and administration	830,147	817,757
Publications, media and publishing	699,729	702,888
Information technology	624,854	565,635
Amortization	2,225,702	2,071,390
TOTAL EXPENSES	**33,898,410**	**32,180,496**
SURPLUS OF REVENUES OVER EXPENSES	**197,500**	**0**
Net Assets, beginning of period (note 7)	704,240	704,240
NET ASSETS, end of period	**$ 901,740**	**$ 704,240**

See accompanying notes to financial statements.

Statement of Cash Flows
Year Ended March 31, 2009

	2009	2008
Net inflow (outflow) of cash related to the following activities:		
OPERATING		
Assessment billed	$ 28,558,331	$ 28,678,379
Regulatory process costs revenue	1,593,956	1,897,821
Other revenues	943,811	1,137,554
Expenses	(33,898,410)	(32,180,496)
(Deficiency) Excess of Revenues over Expenses	(2,802,312)	(466,742)
Adjustment for Non-cash Expenses:		
Amortization of capital assets paid by Board	2,225,702	2,071,390
Amortization of leasehold improvements paid by landlord	261,965	261,965
Net Adjustment for Non-cash Expenses	2,487,667	2,333,355
Changes in Non-cash Working Capital:		
Accounts receivable	2,737,056	2,933,108
Regulatory process costs to be assessed	499,395	(836,283)
Deposits and prepaid expenses	(39,044)	(12,588)
Deferred revenue	(7,850,435)	(91,188)
Accounts payable and accrued liabilities	(437,798)	614,557
Pension liability	68,400	61,250
Deferred rent inducement	(338,172)	(338,172)
Changes in Non-cash Operating Working Capital	(5,360,598)	2,330,684
Net Cash from Operating Activities	(5,675,243)	4,197,297
INVESTING		
Capital asset purchases	(1,034,693)	(1,759,009)
Net Cash Used in Investing Activities	(1,034,693)	(1,759,009)
NET CHANGE IN CASH	**(6,709,936)**	**2,438,288**
Cash, beginning of period	18,105,875	15,667,587
Cash, end of period	**$ 11,395,939**	**$ 18,105,875**

See accompanying notes to financial statements.

1. Nature of the Corporation

The Ontario Energy Board (the "Board") is the regulator of Ontario's natural gas and electricity industries. The Board also provides advice on energy matters referred to it by the Minister of Energy and Infrastructure and the Minister of Natural Resources.

Effective August 1, 2003, and pursuant to the *Ontario Energy Board Act, 1998*, the Board was continued as a corporation without share capital empowered to fully recover its costs from natural gas and electricity industry participants.

As an agent of Her Majesty in right of Ontario, the Board is exempted from federal and provincial income taxes under the *Income Tax Act* and from goods and services taxes under the *Excise Tax Act*.

2. Significant Accounting Policies

These financial statements have been prepared in accordance with Canadian generally accepted accounting principles. Significant accounting policies followed in the preparation of these financial statements include:

a) Revenue Recognition

Revenues received in the 2008-09 fiscal year that relate to subsequent years are not recognized as revenue and are deferred. Recognition of revenue related to the recovery of costs is matched to the expenses of the Board as follows:

- General cost recovery related to the expenses of the Board is recognized as revenue to the extent that they are in excess of regulatory process costs, amortization of deferred revenue related to capital assets, and other revenues. Revenue amounts assessed in excess of actual costs related to 2008-09 are referred to as a true-up (note 3b).
- Revenue from penalties assessed against individual market participants under s. 112.5 of the *OEB Act, 1998*, is recognized in the year they are assessed provided that at the time ultimate collection is reasonably assured. Revenue from penalties will not be used to reduce the general cost recovery as per the OEB Cost Assessment Model (note 7).
- Amortization of deferred revenue related to capital assets is recognized as revenue on the same basis that the underlying capital assets are amortized. Revenue related to capital asset expenditures is deferred because they have been billed in advance (note 3d).
- Regulatory process costs are recognized as revenue as related expenses are incurred.

Other revenues are recognized when received and receivable.

b) Capital Assets

Capital assets are recorded at cost less accumulated amortization. Amortization is calculated on a straight-line basis over the estimated useful lives of the assets, beginning in the fiscal year following the acquisition, as follows:

Office furniture and equipment	5 years
Computer equipment and related software	3 years
Audio visual equipment	3 years
Leasehold improvements	over term of lease

2. Significant Accounting Policies (Continued)

c) Financial Instruments

Under Canadian generally accepted accounting principles, all financial instruments are classified into one of the following five categories: held-for-trading, held to maturity, loans and receivables, available for sale financial assets, or other financial liabilities.

All financial instruments are required to be measured at fair value upon initial recognition except for certain related party transactions. After initial recognition, financial instruments should be measured at their fair values, except for financial assets classified as held to maturity or loans and receivables and other financial liabilities, which are measured at cost or amortized cost.

The Board has adopted the following classifications for financial assets and financial liabilities:

- Cash is classified as held for trading and recorded at fair value.
- Accounts receivable and regulatory process costs to be assessed are classified as loans and receivables and are valued at face value which approximates fair value given their short-term maturities.
- Accounts payable and accrued liabilities are classified as other financial liabilities and are recorded at face value which approximates fair value given their short-term maturities.

It is management's opinion that the Board is not exposed to significant interest rate, currency, liquidity or credit risk arising from its financial instruments due to their nature.

d) Use of Estimates

The preparation of financial statements in accordance with Canadian generally accepted accounting principles require that management make estimates and assumptions that affect the reported amounts of assets and liabilities at the date of the financial statements and the reported amounts of revenues, expenses and recoveries for the year. Actual amounts could differ from these estimates.

e) Employee Pension Plans

The Board's full-time employees participate in the Public Service Pension Fund (PSPF) which is a defined benefit pension plan for employees of the Province and many provincial agencies. The Province of Ontario, which is the sole sponsor of the PSPF, determines the Board's annual payments to the fund. Since the Board is not a sponsor of these funds, gains and losses arising from statutory actuarial funding valuations are not assets or obligations of the Board, as the sponsor is responsible for ensuring that the pension funds are financially viable.

The Board also established a supplementary unfunded pension plan for the Chair as described in note 6b. The Board accrues its obligations and the related cost under this supplemental unfunded pension plan. The actuarial liability and the current service cost is determined by independent actuaries using the projected benefit method, prorated on management's best estimate assumptions.

3. Industry Assessments for 2008–09

During the 2008–09 fiscal year, the natural gas and electricity industry participants were assessed estimated costs for the 2008–09 fiscal year based on budgeted amounts. Amounts assessed in excess of actual costs are a true-up and are reported as current deferred revenue. The 2008–09 true-up will be used to reduce the 2009–10 fiscal year assessment. The calculation of the general cost recovery, true-up and deferred revenue are outlined in the following tables.

a) 2008–09 General Cost Recovery

Salaries and benefits	$22,982,241
Consulting and professional	3,454,340
Premises	2,236,842
Meetings, training and travel	844,555
Office and administration	830,147
Publications, media and publishing	699,729
Information technology	624,854
Amortization	2,225,702
Total expenses	$33,898,410
Regulatory process costs, amortization of deferred revenue related to capital assets, and other revenues	(4,565,969)
General cost recovery at March 31, 2009	**$29,332,441**

b) 2008–09 True-up

General cost recovery (note 3a)	$ 29,332,441	
2008–09 Capital expenditures paid by the OEB	1,034,693	
Total assessment (actual)		$ 30,367,134
Total assessment (budget)		31,401,738
2008–09 Under spending		$ (1,034,604)
Adjustment to the operating reserve (note 4)		(54,715)
2008–09 True-up at March 31, 2009		**$ (1,089,319)**

c) 2008–09 Current Deferred Revenue

2008–09 True-up (note 3b)	$ 1,089,319
Current deferred revenue	**$ 1,089,319**

3. Industry Assessments for 2008–09 (Continued)

d) 2008–09 Deferred Revenue Related to Capital Assets

Revenues related to capital asset expenditures are deferred because they have been billed in advance with the exclusion of leasehold improvements paid by the landlord, which were not included in the assessments. As part of the leasehold inducements included in the lease agreement, the landlord paid for $3,540,400 of leasehold improvements on behalf of the Board since the start of the lease on January 1, 2005.

Net book value of capital assets 2008–09	$	6,698,582
Leasehold improvements paid by landlord		(3,540,400)
Accumulated amortization of leasehold improvements paid by landlord		724,281
2008–09 Deferred revenue related to capital assets	**$**	**3,882,463**

4. Operating Reserve

As part of its self-financing status, the Board was allowed to establish an operating reserve up to 15% of the current annual assessment, which is adjusted on an annual basis. The operating reserve is to be used for cash flow management and to support working capital requirements.

2008–09 Operating Reserve

Operating reserve as at March 31, 2008	$	4,764,975
Adjustment to the operating reserve		(54,715)
Operating reserve as at March 31, 2009	**$**	**4,710,260**

5. Capital Assets

	Cost	Accumulated amortization	Net book value 2009	Net book value 2008
Office furniture and equipment	$ 2,401,866	$ 1,687,608	$ 714,258	$ 1,122,952
Computer equipment and related software	7,123,445	4,635,914	2,487,531	3,129,692
Audio visual equipment	833,865	751,729	82,136	285,233
Leasehold improvements	4,259,193	844,536	3,414,657	3,613,679
	$ 14,618,369	$ 7,919,787	$ 6,698,582	$ 8,151,556

6. Employee Future Benefits

a) The Board's contribution to the Public Service Pension Plan for the 2008–09 fiscal year was $1,199,319 (2008 – $1,127,813) and is included in salaries and benefits costs on the Statement of Operations and Net Assets.

6. Employee Future Benefits (Continued)

b) The unfunded supplemental pension plan for the Board's Chair had an accrued benefit obligation of $236,532 (2008 – $249,584) and an accrued benefit liability of $298,701 (2008 – $230,301). The Board's related expense for the year was $68,400 (2008 – $61,250) and is included in salaries and benefits costs. No benefits were paid during the year (2008 – $0). The significant actuarial assumptions adopted at March 31, 2009 included a discount rate of 5.75% (2008 – 5.25%).

c) The Board is not responsible for the cost of employee post-retirement, non-pension benefits. These costs are the responsibility of the Province of Ontario, a related party.

7. Related Party Transactions and Net Assets

The Ministry of Energy provided a grant for one time transition funding of $704,240 related to the substantial transfer of Ministry employees to the Board on March 29, 2004. The Board anticipates the unrestricted net asset amount will be eliminated by operating at a deficit in fiscal year 2009–10 as reflected in the 2009–12 budget submitted to the Ministry of Energy and Infrastructure for their approval.

The internally restricted net assets at March 31, 2009 represent revenue from penalties of $197,500 assessed against individual market participants under s. 112.5 of the *Ontario Energy Board Act, 1998*. According to the OEB Cost Assessment Model, revenue from penalties will not be used to reduce payments under the general assessment. Revenue from penalties is internally restricted by the Management Committee to support activities relating to consumer education, outreach and other activities in the public interest.

8. Deferred Rent Inducement and Operating Lease Commitments

The Board entered into a lease commitment for its office space during the 2004–05 fiscal year, which included various lease inducements. Deferred rent inducement represents the benefit of operating lease inducements which are being amortized on a straight-line basis over 15 years, being the term of the lease.

The changes in deferred rent inducements are as follows:

		2009		2008
Balance, beginning of the year	$	3,973,631	$	4,311,803
Add: Leasehold improvements		0		0
Less: Amortization of deferred rent inducement netted against premises expense		(338,172)		(338,172)
Balance, end of the year	**$**	**3,635,459**	**$**	**3,973,631**

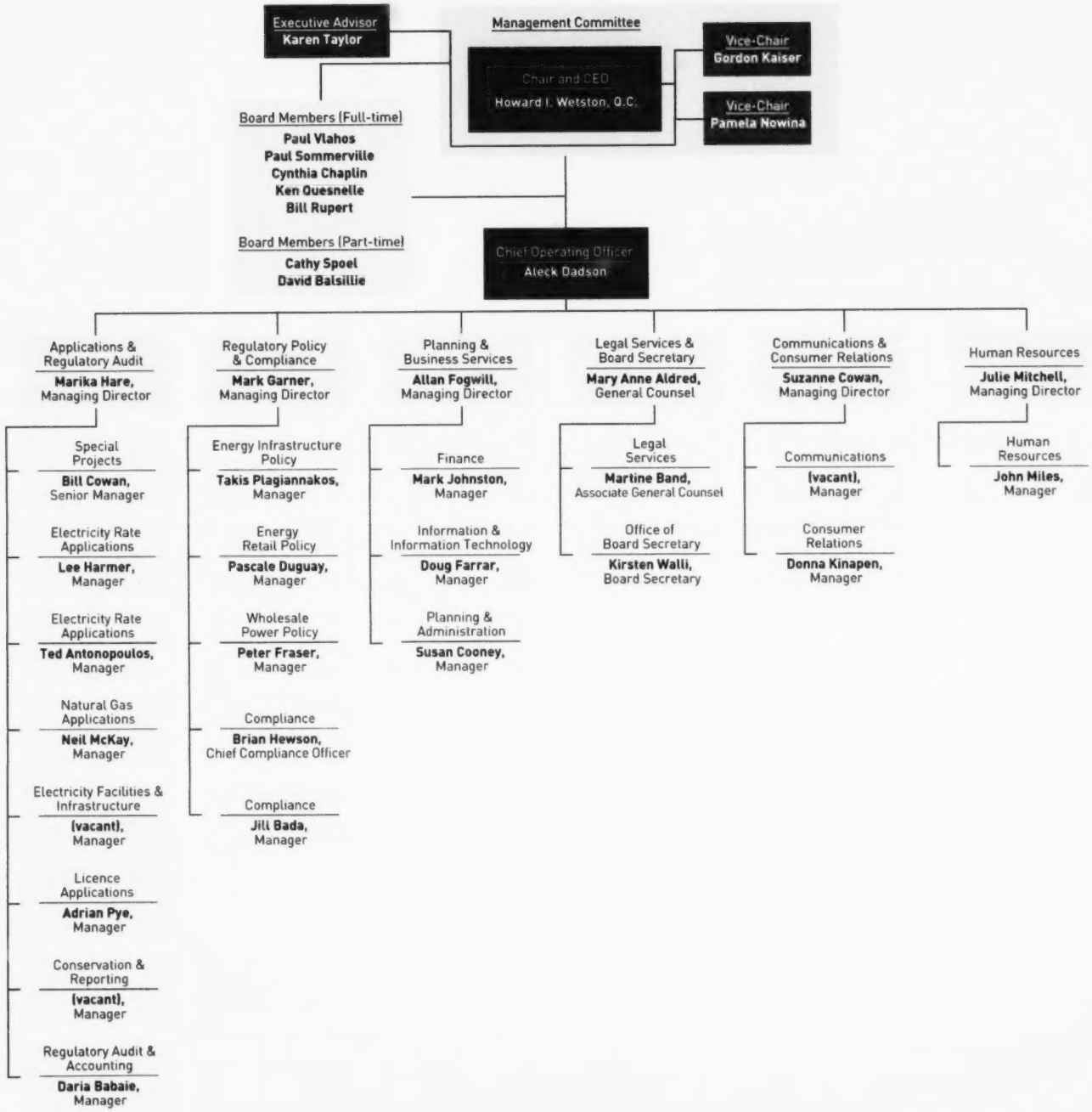
The minimum annual payments under the operating lease for the next 11 years and in aggregate are as follows:

2010	$	2,265,612
2011		2,416,588
2012		2,464,944
2013		2,519,184
2014 and thereafter		19,062,620
	$	28,728,948

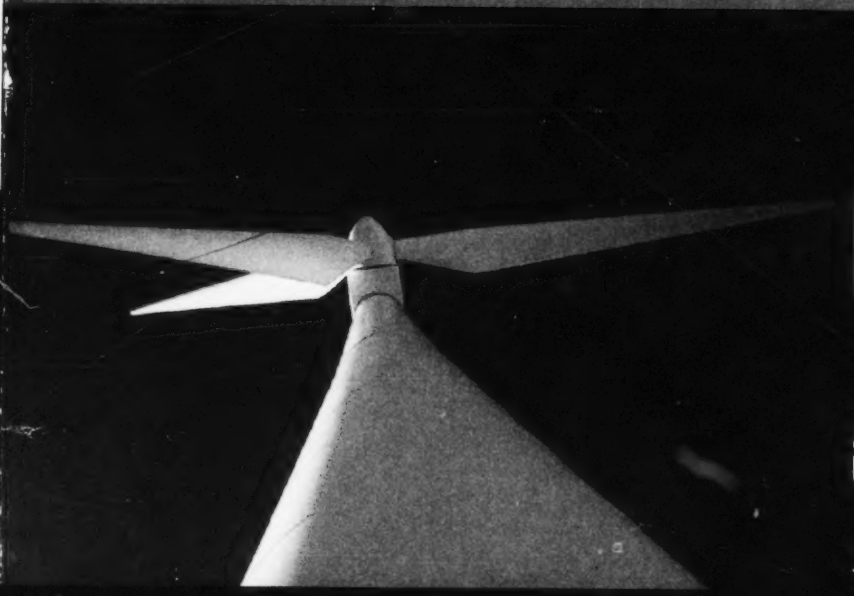
9. Comparative Figures

Certain comparative figures have been reclassified to conform to the financial statement presentation adopted in the current year.

As at March 31, 2009



COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO



RAPPORT ANNUEL
2008-2009

Ontario

Aperçu du secteur de l'énergie de l'Ontario

Consommateurs d'électricité :

4,7 millions

Distributeurs d'électricité :

680 000 km^2 Zone desservie totale

200 000 km Réseau électrique

Consommateurs de gaz naturel :

3,2 millions

L'Ontario consomme :

25 % de l'électricité produite au Canada

35 % du gaz naturel au Canada

L'Ontario produit :

26 % de l'électricité au Canada et moins de

1 % du gaz naturel au Canada

Pour communiquer avec la Commission :

Commission de l'énergie de l'Ontario

C.P. 2319
2300, rue Yonge
Toronto (Ontario)
M4P 1E4
Téléphone : 416 481-1967
Numéro sans frais au Canada : 1 888 632-6273
Télécopieur : 416 440-7656

Adresse du site Web :
www.oeb.gov.on.ca

Centre des relations avec les consommateurs de la CEO :
Sans frais : 1 877 632-2727
À Toronto : 416 314-2455
Courriel : consumerrelations@oeb.gov.on.ca

Service de téléassistance du service des Activités du marché de la CEO : 416 440-7604

On peut se procurer des exemplaires du rapport annuel ainsi que d'autres publications en communiquant avec la Commission.

La photo en page couverture est offerte à titre gracieux par l'Association canadienne de l'énergie éolienne.

Notre mandat

La Commission de l'énergie de l'Ontario réglemente les secteurs de l'électricité et du gaz naturel de l'Ontario dans l'intérêt public. Notre mandat est défini par le gouvernement provincial et est énoncé dans la loi et les règlements.

Notre vision

La Commission envisage un secteur de l'énergie viable et efficient et dont les consommateurs sont avertis. Elle travaille en vue de concrétiser cette vision par l'entremise d'une réglementation équitable, efficace et transparente.

Table des matières

Message du président-directeur général	1
Message du chef de l'exploitation	2
Membres de la Commission	3
Équipe des cadres supérieurs	5
Mesures d'évaluation du rendement	6
Objectif stratégique n° 1	7
Objectif stratégique n° 2	9
Objectif stratégique n° 3	11
Objectif stratégique n° 4	12
Objectif stratégique n° 5	13
Objectif stratégique n° 6	15
Initiatives de la direction appuyant les objectifs stratégiques	17
Frais adjugés aux termes de l'article 30	19
États financiers	20
Organigramme de la Commission de l'énergie de l'Ontario	31

Message du président-directeur général

Le secteur de l'énergie de l'Ontario a été témoin d'un changement important au cours de l'exercice 2008–2009. La politique publique s'est avérée la plus importante motivation de ce changement. L'événement le plus significatif a été l'adoption, en février 2009, de la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte* qui définit les changements profonds dans le secteur de l'énergie de la province et prépare le développement de nouvelles ressources énergétiques vertes en tant qu'élément clé d'une stratégie industrielle et environnementale plus étendue. Cette loi donne également de nouveaux objectifs importants à la Commission de l'énergie de l'Ontario en ce qui a trait à l'exécution du nouveau cadre de travail pour la politique. En outre, la Commission a de nouvelles responsabilités relativement à la conservation et à la supervision des plans d'expansion de l'infrastructure de distribution et de transport de la province afin de s'adapter aux nouveaux investissements en production d'énergie renouvelable et aux technologies de réseaux intelligents.

Depuis l'adoption de la Loi, la Commission a fait preuve de minutie pour s'assurer que ses propres codes, lignes directrices et autres politiques sont en harmonie avec le nouveau cadre stratégique de la province et que, en tant qu'organisme, nous avons les moyens de nous acquitter de nos nouvelles responsabilités.

À long terme, la Commission s'efforcera d'aborder les changements et les occasions en matière de réglementation qui s'offrent à elle dans le contexte de la nouvelle économie d'énergie verte qui correspond aux valeurs de base de l'organisation. Ces valeurs comprennent une approche à long terme en ce qui a trait aux enjeux, à des processus transparents et inclusifs, à des résultats clairs obtenus en temps opportun ainsi qu'à la recherche de solutions pratiques et efficaces.

Dans cette optique, le rapport annuel de cette année met en lumière plusieurs enjeux abordés par la Commission au cours de l'exercice 2008–2009.

- Consultations relatives au branchement d'installations de production qui sont éloignées du système de transport.
- Examen de la conformité par des détaillants et des agents de commercialisation de l'énergie relativement aux principales règles de protection du consommateur.
- Création de normes et de procédures d'enquête pour les distributeurs afin d'aborder la question de la tension parasite sur les fermes d'élevage.
- Examen des conséquences réglementaires du passage aux Normes internationales d'information financière.
- Consultations relatives à la tarification selon l'heure de la consommation, surtout en ce qui a trait à la structure des prix et de la méthodologie employée pour les définir.

La qualité de nos gens rend possible la réglementation efficace d'un secteur en constante évolution et de plus en plus complexe. Cette année, encore, les membres de la Commission et les membres du personnel ont fait preuve de professionnalisme et de discipline, des qualités qui sont devenues leur marque de commerce. Je les remercie tous et toutes. Je tiens à souligner particulièrement les contributions de deux membres sortants de la Commission, Bill Rupert et David Balsillie. Bill fait beaucoup pour la Commission en jouant plusieurs rôles, notamment en tant que premier directeur général, Élaboration de politiques de réglementation et, récemment, membre à plein temps de la Commission. David a été membre à temps partiel au sein de la Commission pendant deux ans. Pendant cette période, c'est avec enthousiasme qu'il a mis à profit son expertise approfondie en matière d'environnement avec ses collègues et les membres du personnel.

Je voudrais également remercier nos divers intervenants pour leur implication continue, une contribution inestimable aux services que nous offrons aux Ontariennes et aux Ontariens.

Howard I. Wetston, c.r.
Président-directeur général

Message du chef de l'exploitation

L'exercice 2008–2009 s'est avéré une période de réalisations et de changements importants à la Commission de l'énergie de l'Ontario. Deux de ces événements clés sont liés à notre organisation interne. Premièrement, nous avons réorganisé les responsabilités de notre équipe de direction. Nous sommes certains que cet ajustement améliorera la prestation des services au sein de la Commission et qu'elle sera mieux à même de gérer ses travaux de réglementation. Deuxièmement, la Commission a signé sa première convention collective avec la Society of Energy Professionals. Cette entente jette les bases d'une relation positive entre les deux organisations.

La crise économique mondiale qui a sévi pendant l'exercice 2008–2009 a mis en évidence l'importance de s'acquitter de nos responsabilités de manière rentable. La Commission s'est engagée à réduire de 5 % ses charges et dépenses au cours du quatrième trimestre de 2008–2009. Nous avons dépassé cet objectif, et de beaucoup : nous avons réalisé des économies de plus de 10 %. Pour y arriver, nous avons agi dans tous les secteurs d'activités, particulièrement en ce qui a trait aux conseillers tiers et aux dépenses de bureau comme les fournitures, l'impression, la messagerie et les services téléphoniques. Nous avons appliqué cette même discipline à notre budget pour 2009–2010.

Un des principaux engagements de la Commission est sa responsabilisation envers les Ontariennes et les Ontariens relativement à ses travaux. Cette année, nous avons retenu à nouveau les services d'un vérificateur indépendant, OCG Strategy and Organization Consulting, pour mesurer notre rendement dans l'atteinte de nos objectifs stratégiques. Je suis ravi d'annoncer que la Commission a obtenu une note globale de 97,9 %, soit une des notes les plus élevées jamais obtenues. En outre, cette note est nettement supérieure à celle accordée pour l'exercice précédent.

Le résultat général est particulièrement impressionnant étant donné la charge de travail et les initiatives entreprises par la Commission. Cette année, la Commission a rendu plus de 400 décisions; 96 d'entre elles portent sur les tarifs de distribution de l'électricité. Au cours de la dernière partie de l'année, la Commission a également fait des efforts considérables pour préparer ses nouveaux objectifs et ses nouvelles responsabilités aux termes de la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte*.

Comme lors des exercices précédents, nous avons sollicité des commentaires auprès des intervenants au sujet de nos propres efforts visant à communiquer et à consulter de manière efficace. Une enquête menée par Environics Research a conclu que presque la moitié (45 %) des répondants (comparativement à 27 % l'an dernier) ont indiqué que notre plus grande force réside dans la qualité de nos communications et de nos consultations auprès des intervenants.

Je tiens à terminer en remerciant le personnel de la Commission et les intervenants avec qui nous travaillons quotidiennement. Votre professionnalisme et votre engagement ont contribué aux bons résultats de cette année.

Aleck Dadson
Chef de l'exploitation

Membres de la Commission

L'honorable Howard I. Wetston, c.r.
président-directeur général

Nommé président de la Commission de l'énergie de l'Ontario le 30 juin 2003, M. Wetston a été renommé en 2008 pour un deuxième mandat de cinq ans. Auparavant, il était vice-président de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario. M. Wetston a été juge de la Cour fédérale du Canada (Section de première instance et d'appel) et il a occupé le poste de directeur des enquêtes et de la recherche au Bureau de la politique de concurrence (aujourd'hui le Bureau de la concurrence). Il a été nommé conseil de la reine en 1990 et il est membre du barreau de l'Ontario et de l'Alberta. Le mandat actuel de M. Wetston à la Commission de l'énergie de l'Ontario se termine en juin 2013.

Gordon Kaiser
vice-président

Gordon Kaiser a été nommé vice-président de la Commission en juillet 2004. Il se spécialise depuis plus de 25 ans dans la réglementation et la loi sur la concurrence et a occupé le poste de conseiller juridique spécial auprès du procureur général du Canada relativement aux affaires relevant de la loi sur la concurrence. Il a comparu à titre d'avocat dans des audiences de réglementations dans neuf provinces ainsi que devant quatre tribunaux fédéraux distincts. M. Kaiser a été professeur auxiliaire à l'Université Queen's et à l'Université de Toronto. Le mandat de M. Kaiser se termine en juillet 2010.

Pamela Nowina
vice-présidente

Pamela Nowina a été nommée vice-présidente de la Commission en juillet 2005 et elle est membre à plein temps depuis mars 2004. Elle compte plus de 20 années d'expérience dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité, où elle a occupé des postes de dirigeant comportant de plus en plus de responsabilités. À titre d'associée chez PricewaterhouseCoopers et chez IBM - services-conseils en affaires, elle était responsable de la pratique stratégique pour le secteur de l'énergie. Le mandat de Mme Nowina se termine en mars 2010.

Membres à temps plein

Paul Vlahos a été nommé membre de la Commission en 1994. Il a été nommé président par intérim de décembre 2002 à juin 2003 et était auparavant vice-président de la Commission. Il a également été directeur général de la Commission ontarienne des services téléphoniques. Il a enseigné l'économie à l'Université du Nouveau-Brunswick et a occupé plusieurs postes au sein du secteur des services publics de gaz naturel. Le mandat de M. Vlahos se termine en avril 2010.

Paul B. Sommerville a été nommé membre à temps plein de la Commission de l'énergie de l'Ontario en juillet 2001. M. Sommerville a quitté son cabinet familial de droit afin de devenir directeur du contentieux de l'Association de camionnage de l'Ontario. Par la suite, il a accepté le poste de conseiller juridique chargé des questions environnementales et de santé et sécurité au sein de General Motors. Le mandat de M. Sommerville se termine en juillet 2010.

Cynthia Chaplin a été nommée membre à temps plein de la Commission en mars 2004. Elle possède 25 ans d'expérience à titre d'économiste dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité, au Canada comme au Royaume-Uni. Avant son entrée à la Commission, Mme Chaplin a été cadre chez British Petroleum et Amoco, auprès de l'organisme de réglementation britannique (l'Office of Gas Supply). Le mandat de Mme Chaplin se termine en mars 2011.

Ken Quesnelle a été nommé membre à temps plein de la Commission en août 2005. M. Quesnelle était tout récemment vice-président et directeur général adjoint de Woodstock Hydro Services et il a été président de l'Electricity Distributors Association (EDA). Il a été un participant très actif au réaménagement du secteur de la distribution de l'électricité de l'Ontario dans sa transition à la structure commerciale actuelle. M. Quesnelle possède plus de 30 ans d'expérience dans les services publics notamment la distribution de l'électricité et de l'eau ainsi que l'approvisionnement en eau et les mesures de protection de l'environnement s'y rattachant. Le mandat de M. Quesnelle se termine en septembre 2010.

Bill Rupert, FCA a été nommé membre à temps plein de la Commission en mai 2006. De la moitié de 2004 à la fin de 2005, M. Rupert a été le directeur général de la Commission, élaboration des politiques de réglementation. Avant d'occuper ce poste, il a été durant 19 ans associé d'Ernst & Young, division Assurance et conseils d'ordre commercial, où il a offert des services de gestion des risques, de rapports financiers et de vérification aux industries de l'énergie et des services financiers. M. Rupert a été membre du comité technique de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité durant cinq ans. M. Rupert est comptable agréé et détient un diplôme de premier cycle de l'Université Trent et une maîtrise en administration des affaires de l'Université McMaster.

Membres à temps partiel

Cathy Spoel a été nommée membre à temps partiel de la Commission en octobre 1999. Elle compte plus de 15 années d'expérience en tant qu'avocate en droit administratif, notamment au niveau de la planification de l'aménagement et du droit relatif à l'environnement, aux municipalités et à l'énergie. Elle se spécialise également dans les modalités non traditionnelles de règlement des différends. Le mandat de Mme Spoel se termine en février 2012.

David Balsillie a été nommé à la Commission à titre de membre à temps partiel en juin 2007. Dr Balsillie a occupé le poste de sous-ministre adjoint au ministère des Richesses naturelles et au ministère de l'Environnement, et il est professeur auxiliaire à la faculté de foresterie de l'Université de Toronto. Il possède de grandes connaissances sur les questions environnementales, particulièrement les questions de la viabilité de l'aménagement des forêts, de la planification de l'utilisation du territoire et de l'allocation des ressources ainsi que du réchauffement climatique et de la préservation de la biodiversité. Le mandat du Dr Balsillie se termine en juin 2009.

Équipe des cadres supérieurs

Aleck Dadson
Chef de l'exploitation

Mark Garner
Directeur général, Politique de réglementation et conformité

Marika Hare
Directrice générale, Administration des demandes et vérification en matière de réglementation

Mary Anne Aldred
Avocate générale

Suzanne Cowan
Directrice générale, Communications et relations avec les consommateurs

Allan Fogwill
Directeur général, Services de planification et Services opérationnels

Julie Mitchell
Directrice générale, Ressources humaines

Commission de l'énergie de l'Ontario – réglementation et permis :

237 producteurs d'électricité

80 distributeurs d'électricité dont les tarifs sont réglementés (90 entités détentrices de permis)

5 transporteurs d'électricité dont les tarifs sont réglementés (7 entités détentrices de permis)

129 grossistes d'électricité

56 détaillants d'électricité

19 sociétés qui ont déployé des compteurs divisionnaires intelligents

3 distributeurs de gaz naturel

37 détaillants de gaz naturel

Office de l'électricité de l'Ontario (OEO)

Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE)

Entité responsable des compteurs intelligents (ERCI)

Le rapport du présent exercice s'articule autour de six objectifs stratégiques qui sont exposés en détail dans le plan d'activités 2008–2011 de la Commission. Chaque objectif est décomposé en un certain nombre d'initiatives clés, et chacune d'elle est évaluée selon son importance, son degré de complexité et le temps requis pour satisfaire à chaque mesure du rendement.

La Commission a fait évaluer son rendement par un vérificateur indépendant – OCG Strategy and Organization Consulting.

Globalement, la CEO a réalisé 97,9 % des objectifs stratégiques énoncés dans son plan d'activités de 2008–2011. Des 43 mesures du rendement relevant du contrôle de la Commission, 6 n'ont pas été entièrement atteintes.

Des 45 mesures du rendement au départ, 2 n'ont pas été atteintes entièrement en raison de facteurs ne relevant pas de la Commission et ont été retirées du total pondéré (elles ont été traitées la même manière que les mesures du rendement n'appartenant pas à l'exercice). Retirer de la pondération totale des mesures du rendement qui n'ont pas été entièrement atteintes en raison de facteurs que la Commission ne peut pas maîtriser constitue une modification du processus d'évaluation des mesures lancé en 2007 et est approprié pour évaluer l'ensemble des réalisations de l'organisation. Au cours des exercices précédents, les mesures qui n'avaient été entièrement réalisées en raison de facteurs hors du contrôle de la Commission étaient considérées comme une réalisation à part entière. Cette modification du processus marque une augmentation de la transparence, puisque dorénavant, une mesure de rendement ne sera pas considérée atteinte si elle n'est pas réalisée entièrement.

Le graphique suivant résume le rendement de la Commission pour chaque objectif stratégique. Des renseignements plus détaillés sur les initiatives précises se trouvent dans les sections correspondantes du présent rapport.

	Objectifs stratégiques	Valeur	Résultat
1	Créer des règlements équitables sur le plan économique, lesquels tiennent compte des intérêts des consommateurs ainsi que de la viabilité financière et de l'efficacité du secteur de l'énergie.	30	28,4
2	Aider à relever les défis auxquels l'Ontario fait face en matière de renouvellement de l'infrastructure et d'approvisionnement énergétique.	16	14,8
3	Faciliter la conservation de l'énergie et la gestion de la demande.	20	19,2
4	Surveiller et améliorer les processus de réglementation pour qu'ils soient efficaces, équitables et transparents et produire des rapports à leur sujet.	26	25,9
5	Augmenter la confiance du public à l'égard des règlements de la Commission grâce à des programmes de vérification et de conformité.	43	43
6	Établir des communications claires et opportunes pour accroître la transparence auprès des intervenants et donner davantage de pouvoir aux consommateurs.	26	26
7	Initiatives de la direction.	13	13
	Totaux	**174**	**170,3**

N° 1

Créer des règlements équitables sur le plan économique, lesquels tiennent compte des intérêts des consommateurs ainsi que de la viabilité financière et de l'efficacité du secteur de l'énergie.

Description de la mesure du rendement	État d'avancement	Valeur	Résultat
Les montants versés pour la production des actifs réglementaires d'OPG ont été mis en vigueur.	100 %	4	4
Les prix de la grille tarifaire réglementée ont été rajustés suivant les besoins.	100 %	2	2
La méthodologie du mécanisme de rajustement trimestriel des tarifs a été examinée et révisée selon les besoins.	73 %	4	2,9
Les principes et la méthodologie de la réglementation incitative de troisième génération ont été définis par la Commission.	100 %	4	4
Les lignes directrices en matière de dépôt des demandes et le modèle à suivre par les distributeurs d'électricité, en ce qui a trait au mécanisme de réglementation incitative de troisième génération, ont été élaborés et rendus publics.	100 %	2	2
La majorité des requêtes présentées par des services publics relativement aux tarifs de distribution de 2009 ont été approuvées au plus tard le 1er mai.	100 %	4	4
Les besoins en revenus pour 2009 ont été établis pour tous les transporteurs.	77 %	2	1,5
La Commission a publié un document de politique concernant la conception du tarif de distribution de l'électricité.	100 %	4	4
La politique sur la répartition des coûts a été mise en œuvre auprès des services publics qui redéfinissent leurs tarifs en 2009–2010.	100 %	4	4
Totaux		**30**	**28,4**

Paiements à Ontario Power Generation Inc.

Entre avril 2005 et avril 2008, le gouvernement de l'Ontario a fixé les paiements qui doivent être versés à Ontario Power Generation (OPG) pour la production de ses actifs réglementés (constitués de trois centrales nucléaires à Pickering et Darlington, et de six centrales hydroélectriques à charge minimale). Pour les paiements en vigueur le 1er avril 2008, le gouvernement a transféré le pouvoir d'établir les paiements à la Commission de l'énergie de l'Ontario. Par conséquent, au cours de l'automne 2008, la Commission a établi le paiement à OPG après avoir entendu sa requête fondée sur la méthodologie du coût de service.

La School Energy Coalition, Energy Probe, Pollution Probe, la Green Energy Coalition, l'Association of Major Power Consumers in Ontario, la Vulnerable Energy Consumers Coalition, le Conseil des consommateurs du Canada, le Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique et les Manufacturiers et Exportateurs du Canada ont agi comme intervenants dans le cadre de cette instance.

La Commission a approuvé des besoins en revenus de 6 milliards de dollars comparativement aux 6,2 milliards que demandait OPG. Des besoins en revenus approuvés, 1,3 milliard était destiné à des dépenses en immobilisation et à la remise à neuf des installations.

Tarifs de distribution de l'électricité 2009

Une partie importante de la responsabilité de la Commission de l'énergie de l'Ontario concernant la réglementation des secteurs du gaz naturel et de l'électricité concernait l'établissement de tarifs justes et raisonnables pour les sociétés de services publics. Dans le cas du secteur de l'électricité, la Commission examine annuellement plus de 80 requêtes tarifaires. Aux termes du plan tarifaire de quatre ans (2008–2011) de la Commission, chaque service public doit déposer une requête pour un réexamen du coût de service au cours de cette période. Pour les années restantes du plan tarifaire, les services publics qui présentent une requête pour des modifications tarifaires doivent le faire en fonction d'un des deux mécanismes de tarifs incitatifs.

Au total, la Commission a publié 62 ordonnances tarifaires en 2008–2009, dont 56 ont été établies par un mécanisme de tarifs incitatifs et 6 par l'entremise d'instances de coût de service. Dans le dernier cas, les requérants demandaient un total de 95 millions de dollars en revenus, alors que 87,6 millions de dollars ont été approuvés dans les ordonnances tarifaires finales. Toutes les requêtes tarifaires ont été examinées par le personnel de la Commission et les parties intéressées, notamment les intervenants représentant les intérêts des consommateurs.

Dans le secteur du gaz naturel, la Commission a émis des ordonnances tarifaires de distribution pour Union Gas Limited et Enbridge Gas Distribution Inc. Ces deux services publics seront exploités aux termes de mécanismes de tarifs incitatifs de cinq ans pour la période de 2008 à 2012.

Cette année, la Commission a également publié des ordonnances tarifaires trimestrielles pour le prix du gaz naturel pour Union Gas Limited, Enbridge Gas Distribution Inc. et Natural Resource Gas Limited.

N° 2

Aider à relever les défis auxquels l'Ontario fait face en matière de renouvellement de l'infrastructure et d'approvisionnement énergétique.

Description de la mesure du rendement	État d'avancement	Valeur	Résultat
En l'absence de tout événement inattendu, l'audience sur le Plan pour le système d'électricité intégré s'est achevée environ un an après la publication de l'avis par l'Office de l'électricité de l'Ontario.	HCO	0	S.O.
Un examen des politiques de réglementation concernant le financement du transport et de la distribution relatif aux investissements liés à la croissance de la charge et à la production, notamment la production décentralisée, est terminé.	100 %	4	4
Les meilleures pratiques pour l'établissement d'un plan de gestion des biens d'un distributeur ont été examinées.	100 %	2	2
Les travaux en réponse à la directive du ministre de l'Énergie concernant la tension parasite sont terminés.	84 %	4	3,4
Les questions relatives à l'attribution de contrats à long terme pour le transport et la fourniture du gaz par les distributeurs de gaz naturel ont été examinées.	100 %	2	2
Un processus de consultation visant l'élaboration de règles de conduite et d'établissement de rapports pour le stockage et le transport a été mené à terme et des règles sont en place.	86 %	4	3,4
Totaux		**16**	**14,8**

Remarque : HCO signifie « hors du contrôle de l'organisme ».

Tension parasite dans les exploitations agricoles

À la suite d'une recommandation du ministre de l'Énergie en 2007, la Commission a mis en place une consultation sur la tension parasite dans les exploitations agricoles. La tension parasite désigne la différence de potentiel de tension entre deux objets qui, s'ils sont touchés en même temps par un animal, causera un léger courant électrique qui traverse le corps de l'animal. L'animal peut par conséquent ressentir une sensation de picotement (d'où le terme « tension vagabonde ») qui peut avoir un effet sur le comportement de l'animal et perturber les activités de l'exploitation agricole.

La conception ou l'état du réseau d'un distributeur d'électricité peut être une source de tension parasite, même si d'autres sources (notamment le réseau de câbles électrique de l'exploitation agricole) peuvent causer le problème ou y contribuer.

Lors de ces consultations, le personnel de la Commission a rencontré des consommateurs agricoles d'un bout à l'autre de l'Ontario et la Commission a formé un Groupe consultatif sur les tensions parasites à la ferme composé de représentants de l'industrie et du gouvernement. La Commission a également engagé des experts afin d'obtenir des renseignements sur l'effet de la tension parasite sur les animaux et les activités agricoles, de même que sur les approches réglementaires adoptées dans d'autres collectivités publiques et les méthodes que peuvent utiliser les services publics pour régler les situations de tension parasite.

En fonction de ces renseignements et des commentaires écrits reçus des intervenants, la Commission a proposé des modifications au Code des réseaux de distribution. En particulier, les nouvelles dispositions du Code proposaient d'établir des normes pour la tension parasite dans les exploitations agricoles ainsi qu'une procédure d'enquête que les distributeurs doivent respecter lorsqu'ils traitent de ces questions.

Modifications des politiques réglementaires pour la distribution et le transport de l'électricité

Avec de nouvelles politiques provinciales qui favorisent la production de plus d'énergie renouvelable, il est essentiel que l'infrastructure appropriée soit élaborée afin d'assurer le branchement des installations au réseau d'électricité. L'an dernier, la Commission a examiné un certain nombre de ses politiques concernant le traitement réglementaire des investissements dans l'infrastructure de distribution et de transport avec l'objectif de fournir des incitatifs appropriés aux services publics afin qu'ils se branchent aux installations de production d'énergie renouvelable. En ce qui concerne les réseaux de distribution, la Commission a tenu des consultations destinées à élaborer des politiques afin d'accélérer le branchement des installations de production plus petites comme les installations de biomasse dans les exploitations agricoles.

En février 2009, la Commission a adopté des modifications au Code des réseaux de distribution qui ont créé une catégorie spéciale pour les installations de production plus petites. Cela comprend les installations qui produisent jusqu'à 250 kW inclusivement qui désirent se brancher aux lignes de distribution fonctionnant à moins de 15 kV, ainsi que les installations produisant jusqu'à 500 kW inclusivement qui se branchent à des lignes fonctionnant à plus de 15 kV. Ces modifications procureront à ces petits producteurs l'avantage d'un processus de branchement plus rapide et plus efficace.

Au cours de 2009-2010, la Commission prévoit commencer ou achever un certain nombre d'autres consultations concernant des modifications possibles au Code et d'autres réformes politiques reliées à l'infrastructure du réseau de distribution afin de servir les objectifs du gouvernement illustrés dans la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte* qui a été adoptée en mai 2009.

La Commission reconnaît que les modifications politiques concernant le rôle des transporteurs et la responsabilité relative au coût pourraient faciliter le branchement des installations de production et créer des sources de production nouvelles et souvent éloignées. À cette fin, la Commission a effectué cette année une consultation sur des questions reliées à la responsabilité en matière de coût en lien avec le branchement d'installations de production aux réseaux de transport.

Après avoir reçu des commentaires concernant un document de travail du personnel, la Commission a publié des modifications proposées au Code des réseaux de transport proposant une nouvelle catégorie d'« installation de mise en service » pour laquelle les transporteurs assumeraient un rôle de coordination et d'élaboration. La responsabilité en matière de coût pour ces installations de mise en service serait répartie au prorata entre les producteurs qui s'y branchent. La Commission entend finaliser cette initiative en 2009-2010.

N° 3

Faciliter la conservation de l'énergie et la gestion de la demande.

Description de la mesure du rendement	État d'avancement	Valeur	Résultat
Des décisions ont été rendues sur les requêtes d'approbation des plans de conservation et de gestion de la demande (CGD) déposés auprès de la Commission, conformément aux normes de rendement applicables.	100 %	4	4
Des décisions ont été rendues sur les requêtes déposées auprès de la Commission pour le recouvrement des revenus perdus et des incitatifs aux actionnaires liés à la CGD, conformément aux normes de rendement applicables.	100 %	4	4
Des décisions ont été rendues sur le recouvrement des revenus perdus et des incitatifs aux actionnaires, conformément aux normes de rendement applicables.	100 %	4	4
La Commission a élaboré et mis en œuvre des instruments de réglementation qui appuient le déploiement des compteurs intelligents et des compteurs divisionnaires intelligents.	100 %	4	4
La Commission a examiné la conception actuelle de la tarification de l'électricité selon l'heure de la consommation et l'a révisée au besoin.	81 %	4	3,2
Totaux		**20**	**19,2**

Établissement du prix selon l'heure de la consommation

Un élément clé de la grille tarifaire réglementée est l'inclusion des prix selon l'heure de la consommation qui tiennent compte de la quantité d'électricité consommée et du moment où elle est consommée.

En prévoyant différents prix pour différentes heures, les consommateurs sont incités à réduire leur consommation ou à la transférer hors des heures où l'électricité coûte plus cher, vers des périodes où la demande est plus faible. En plus d'aider les Ontariennes et les Ontariens à gérer le coût de leur électricité, les prix selon l'heure de la consommation contribuent également à une baisse globale des prix de l'électricité aux périodes de pointe.

Cette année, la Commission a entrepris des consultations sur la conception des prix selon l'heure de la consommation afin de déterminer si des améliorations pourraient y être apportées et la manière dont cela pourrait être fait. Elle a publié un document de travail demandant aux intervenants leurs commentaires sur un certain nombre de questions, notamment le caractère approprié des trois paliers de prix, la différenciation en fonction des saisons, les méthodes pour conserver l'étalement des prix selon l'heure de la consommation et la méthodologie pour garantir le recouvrement des coûts de l'approvisionnement de la grille tarifaire réglementée.

Le but principal du document de travail était de simplifier le plus possible les prix selon l'heure de la consommation pour les consommateurs et il se penchait sur les implications des approches de rechange en matière de conservation, de gestion de la demande et de transfert de la charge. On prévoit que la version finale du cadre de travail des prix selon l'heure de la consommation sera prête au printemps 2009.

N° 4

Surveiller et améliorer les processus de réglementation pour qu'ils soient efficaces, équitables et transparents et produire des rapports à leur sujet.

Description de la mesure du rendement	État d'avancement	Valeur	Résultat
La Commission a respecté les délais officiels de traitement des requêtes dans 70 % des cas.	100 %	8	8
La Commission a donné une réponse aux requérants dans les 10 jours dans 85 % des cas.	100 %	8	8
Les parties qui ont communiqué avec le service de téléassistance de l'Administration des demandes et vérification en matière de réglementation ont reçu une réponse complète en moins de cinq jours ouvrables dans 85 % des cas. Le reste des demandes ont été traitées dans un délai de 45 jours.	99 %	8	7,9
Les processus et l'analyse pour la délivrance des permis ont été examinés et révisés au besoin.	100 %	2	2
Totaux		**26**	**25,9**

Commission de l'énergie de l'Ontario - Requêtes traitées en 2008-2009

Les activités de la Commission se déroulent selon des normes de rendement qui fixent des jalons clairs pour chaque étape du processus de requête, du début à la fin. Le tableau ci-dessous présente le nombre de requêtes pour chaque catégorie que la Commission a traitées en 2008-2009.

Type de requête	Nombre de requêtes
Électricité	Exercice 2008-2009
Installations	4
Permis	85
Modifications du permis de réseau municipal d'eau potable	62
Modifications au sein des sociétés (fusions, acquisitions, regroupements, désinvestissements)	17
Tarifs	125
Autres	14
Total partiel	**307**
Gaz	Exercice 2008-2009
Certificats	18
Installations	16
Concession	33
Permis	22
Modifications au sein des sociétés (fusions, acquisitions, regroupements, désinvestissements)	3
Tarifs	27
Autres	9
Total partiel	**128**
Total	**435**

N° 5

Augmenter la confiance du public à l'égard des règlements de la Commission grâce à des programmes de vérification et de conformité.

Description de la mesure du rendement	État d'avancement	Valeur	Résultat
Un examen des exigences en matière de présentation des rapports et de tenue de dossiers, ainsi que de l'emploi des données transmises, a été effectué.	100 %	4	4
Un plan de vérification fondé sur une évaluation des risques a été approuvé et mis en œuvre.	100 %	4	4
Les problèmes de conformité ont été résolus conformément à nos normes de rendement, soit en fournissant une lettre déterminant la conformité dans les 150 jours, au moins 85 % du temps.	100 %	8	8
Un rapport sur les activités de conformité est publié tous les trimestres.	100 %	4	4
Une vérification de la fiabilité des données sur le rendement et la qualité du service présentées par les distributeurs a été réalisée.	100 %	4	4
Un rapport sur les rajustements au Régime uniforme des comptes visant à tenir compte des tarifs incitatifs, de la répartition des coûts, des statistiques comparatives et des changements dans la comptabilité a été préparé.	100 %	2	2
Un cadre comptable réglementaire pour les services publics de distribution et de transport afin de mettre en œuvre les Normes internationales d'information financière (NIIF) a été élaboré.	100 %	4	4
Un rapport trimestriel sur les activités des groupes de travail sur les opérations commerciales électroniques (OCÉ) concernant le gaz naturel et de l'électricité est publié.	100 %	1	1
Un examen de la conformité des sociétés de vente d'énergie au détail aux dispositions en matière de protection du consommateur de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et des codes de la Commission a été effectué.	100 %	4	4
Un programme visant à ce que les détaillants, les agents de commercialisation de gaz et les distributeurs donnent suite aux plaintes reçues par la Commission a été créé et mis en œuvre, et fait l'objet d'une surveillance.	100 %	4	4
La prestation des services des distributeurs d'électricité a été examinée.	100 %	4	4
Totaux		**43**	**43**

Activités de conformité

La Commission a entrepris cette année deux projets importants destinés à accroître la confiance du public grâce à ses programmes de vérification et de conformité.

Le premier était un examen du plan de conformité du marché de détail par le personnel de la Commission de certains détaillants et agents de commercialisation de gaz afin de déterminer s'ils se conformaient aux dispositions de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, aux Codes de la Commission et aux autres exigences réglementaires, particulièrement celles reliées à la protection du consommateur. Le centre d'intérêt du plan de conformité du marché de détail 2008-2009 était les pratiques en matière d'inscription, de confirmation, de renouvellement et d'annulation de contrat des détaillants et des agents de commercialisation. Le personnel a également examiné la pratique des détaillants d'énergie en matière de formation et de surveillance de leurs agents.

En partie à la suite de cet examen, des preuves ont montré que deux détaillants violaient la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et le code de conduite de la Commission applicable et celle-ci a publié des avis d'intention de rendre une ordonnance concernant une pénalité administrative.

Dans les deux cas, les détaillants étaient prétendument engagés dans des pratiques inéquitables en faisant des déclarations aux petits consommateurs fausses, mensongères ou propres à induire en erreur. De plus, on alléguait que les deux détaillants n'avaient pas obtenu des petits consommateurs une confirmation valide, comme l'exigent les codes de conduite de la Commission.

La Commission a ordonné aux deux détaillants de payer des pénalités. De plus, chaque détaillant a fourni à la Commission une promesse de conformité volontaire dans le cadre de laquelle ils effectueront notamment des vérifications en matière d'assurance de la qualité d'un pourcentage d'appels de confirmation et fourniront des rapports trimestriels des résultats, y compris des mesures correctives adoptées, pendant une période de 18 mois. Une promesse de conformité volontaire a la même force exécutoire qu'une ordonnance de la Commission.

Le personnel de la Commission a terminé l'examen du plan de conformité du marché de détail et un rapport devrait être publié à l'été 2009.

Préparation en vue de nouvelles normes de comptabilité

Le deuxième projet important concernait la transition vers les Normes internationales d'information financière (NIIF). La plupart des entités réglementées au Canada auront l'obligation d'adopter les NIIF, en commençant par les états financiers préparés pour l'année 2011. Il était important de fournir une orientation sur les NIIF en temps opportun, puisque la Commission se fonde notamment sur les renseignements financiers vérifiés des services publics pour établir les tarifs, et afin de minimiser la complexité et réduire l'incertitude réglementaire.

Par conséquent, la Commission a lancé une consultation en deux étapes dans le cadre de laquelle des décisions seront prises concernant la transition vers de nouvelles normes d'établissement des rapports. Ce travail a notamment compris des rencontres à grande échelle avec les intervenants, la fourniture de maquettes d'états financiers aux parties intéressées, l'examen des instruments réglementaires actuels en matière de comptabilité afin d'identifier les domaines possibles qui diffèrent et le fait de retenir les services d'experts externes afin de garantir la compréhension de toutes les questions comptables.

La première étape de ce travail a débuté en décembre 2008 et devrait se conclure à l'été 2009 par la publication d'un rapport de la Commission décrivant ses politiques sur des aspects clés de la transition vers les NIIF. La deuxième étape devrait être complétée en 2009–2010 et incorporera ces politiques dans les instruments réglementaires de la Commission en matière de comptabilité, d'établissement de rapports et de requêtes tarifaires applicables aux distributeurs d'électricité et de gaz naturel. Une troisième étape sera peut-être nécessaire à l'avenir pour la transition vers les NIIF puisqu'elle concerne les transporteurs d'électricité et Ontario Power Generation.

L'initiative des NIIF a suscité un vif intérêt et des représentants des services publics réglementés de gaz et d'électricité, des groupes de consommateurs ainsi que des conseillers comptables et en matière de réglementation des services publics ont participé aux consultations. L'initiative de la Commission donnera une orientation importante aux intervenants au moment où le secteur de l'énergie transite vers cette nouvelle forme de communication de l'information financière.

N° 6

Établir des communications claires et opportunes pour accroître la transparence auprès des intervenants et donner davantage de pouvoir aux consommateurs.

Description de la mesure du rendement	État d'avancement	Valeur	Résultat
Nous avons respecté, au moins 80 % du temps, les normes suivantes dans les rapports avec les consommateurs : nous répondons à la correspondance courante dans les 15 jours ouvrables (A), le centre du service à la clientèle répond au téléphone dans les 20 secondes (B) et aux messages vocaux dans un jour ouvrable (C).	100 %	8	8
Nous affichons des rapports trimestriels dans le site Web de la Commission pour informer l'industrie et le public sur les types de questions soulevées par les consommateurs dans leurs demandes de renseignements auprès de la Commission.	100 %	1	1
Le règlement des différends entre les entreprises réglementées et les consommateurs a été facilité dans les 90 jours, 90 % du temps, et a fait l'objet de rapports trimestriels.	100 %	8	8
L'indice des perceptions des intervenants de la Commission a été mis à jour et le taux de satisfaction à l'égard du rendement global de la Commission atteint, au minimum, la moyenne de ce taux enregistré au cours des trois années précédentes.	100 %	4	4
Le guide de ressources *Mieux connaître la Commission de l'énergie de l'Ontario* a été mis à jour et publié.	100 %	1	1
L'initiative d'information à l'intention des consommateurs *Le choix énergétique vous appartient* a été examinée et mise à jour au besoin.	100 %	4	4
Totaux		**26**	**26**

Indice des perceptions des intervenants

La Commission de l'énergie de l'Ontario interagit avec un éventail vaste et varié d'intervenants, notamment des groupes de consommateurs et de revendication, des organismes du secteur de l'énergie, des producteurs d'électricité, des distributeurs d'électricité et de gaz naturel, des organismes financiers, les médias et la communauté juridique. Afin de s'assurer que nous demeurons responsables envers ceux que nous desservons, il est essentiel que les intervenants notent le rendement de la Commission.

Encore une fois cette année, la Commission a engagé Environics Research Group Ltd pour effectuer un sondage auprès des intervenants afin de mesurer notre rendement et déterminer les domaines où il y a place à amélioration. La Commission a reçu un indice de satisfaction global de 6,7 sur 10, ce qui dépasse notre objectif de 6,0 et représente une amélioration importante par rapport à l'indice de 5,4 obtenu lors du premier sondage en 2004.

Les membres du personnel ont reçu leurs pointages les plus élevés pour leur objectivité et leur équité dans leurs relations avec les intervenants, suivis par leur connaissance du secteur de l'énergie et leur réceptivité. Au total, 45 % des répondants ont identifié la bonne communication avec les intervenants et la consultation de ces derniers comme les éléments les plus forts de la Commission, une augmentation de 27 % par rapport à l'an dernier.

Il est intéressant de remarquer que les répondants, lorsqu'on les a interrogés sur les futures orientations de la Commission, disaient qu'elle devrait entreprendre davantage d'initiatives dans le domaine des prix selon l'heure de la consommation, de la production décentralisée et de l'éducation des consommateurs, domaines où la Commission a été active cette année.

Dans le domaine de l'éducation des consommateurs par exemple, la campagne de la Commission *Le choix énergétique vous appartient* a été étendue cette année, afin de sensibiliser davantage la collectivité, d'améliorer le site Web et de traduire des documents en 11 langues, en plus du français et de l'anglais.

La Commission apprécie ses interactions avec les intervenants et continuera à mettre l'accent sur une communication claire et en temps opportun en tant que partie essentielle de son mandat.

Sensibilisation des consommateurs

Comme nous l'avons mentionné, la campagne d'information des consommateurs de la Commission, *Le choix énergétique vous appartient*, a eu du succès. Introduite en juillet 2007, cette initiative vise à informer les consommateurs résidentiels et les petites entreprises sur le secteur de l'énergie, leurs choix en matière d'approvisionnement énergétique et le rôle de la Commission dans la facilitation de la résolution des problèmes des consommateurs.

Cette année, la Commission a élaboré un plan exhaustif en matière de communication avec les consommateurs et de sensibilisation de ces derniers afin d'aider les consommateurs à comprendre leurs droits et leurs responsabilités dans le secteur de l'énergie. Le plan cerne les sujets et les auditoires que la Commission ciblera au cours des 12 à 18 prochains mois, élargit la portée des initiatives de la Commission destinées aux consommateurs et accroît ses activités afin d'inclure les domaines d'intérêt qui ne sont pas couverts par l'accent qui est actuellement mis sur les consommateurs et les contrats d'énergie.

Le plan comprend également des occasions précises de sensibilisation et des tournées dans la collectivité d'une journée, le lancement d'un site Web axé sur les consommateurs, l'élaboration de documents d'information générale et sur des sujets précis, ainsi que des rencontres avec les intervenants clés afin de partager des renseignements.

Au cours de l'année, des présentations ont été faites devant les auditoires suivants :

- l'événement annuel de formation des cliniques d'aide juridique du Sud-Ouest (London);
- la foire juridique de Renfrew (Renfrew);
- la formation printanière offerte par les cliniques juridiques de la région Est (West Lake, Picton et Belleville);
- la conférence de l'assistance judiciaire (Windsor);
- l'atelier sur la pauvreté énergétique, Université Ryerson (Toronto);
- le Community Counselling & Resource Centre (Peterborough);
- le Social Development Council (Cornwall);
- l'Association canadienne des individus retraités (Sudbury).

La campagne *Le choix énergétique vous appartient* a été bien reçue par les groupes communautaires et a profité d'une couverture médiatique favorable. La Commission va continuer à chercher des manières de donner davantage de pouvoir aux consommateurs en leur présentant les faits dont ils ont besoin afin de prendre des décisions mieux éclairées en matière d'énergie.

La Commission continue de mettre en œuvre des initiatives de gestion qui soutiennent ses activités, une bonne gouvernance d'entreprise de même que l'amélioration continue. Ces initiatives permettent à la Commission d'utiliser ses ressources plus efficacement afin de servir ses intervenants internes et externes. Dans le cadre de ses responsabilités réglementaires, la Commission s'est engagée à gérer de manière saine les ressources qui lui sont confiées, de même qu'à rentabiliser les processus.

Description de la mesure du rendement	État d'avancement	Valeur	Résultat
La mesure des coûts de la réglementation de la Commission fait l'objet d'un rapport annuel.	100 %	1	1
Une stratégie des ressources humaines sur trois ans est mise en œuvre.	100 %	4	4
Un minimum de 2 % des salaires annuels a été dépensé dans des programmes de formation et de perfectionnement.	100 %	8	8
L'indice d'engagement des employés est mis à jour régulièrement d'après les sondages auprès des employés, et les taux futurs sont égaux ou supérieurs à la moyenne des trois enquêtes complètes précédentes.	HCO	0	S.O.
Totals		**13**	**13**

Remarque : HCO signifie « hors du contrôle de l'organisme ».

Ressources humaines

Une des initiatives principales de cette année était axée sur la restructuration de l'organisation de la société afin d'appuyer le mandat évolutif de la Commission relativement à la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte*. Dans le cadre de ce réalignement, la fonction des ressources humaines avait été créée comme une unité fonctionnelle autonome afin de reconnaître sa valeur stratégique au sein de l'organisme.

Au total, 10 % des employés de la Commission sont admissibles à la retraite au cours des cinq prochaines années. Afin de prendre ce risque en charge, les ressources humaines ont achevé un plan en matière de main-d'œuvre dans le cadre d'une stratégie de gestion des compétences plus large. Un nouveau système de gestion des compétences, le meilleur de sa catégorie, a été mis en œuvre afin de régler la planification de la relève, sa formation et son développement, de même que la gestion du rendement de l'ensemble du personnel. La Commission a également lancé une initiative d'emploi d'été pour étudiants afin de favoriser le renouvellement du personnel et de présenter la Commission comme un employeur de choix.

La première convention collective entre la Commission et la Society of Energy Professionals a été négociée avec succès cette année, sans qu'il soit nécessaire de demander l'aide d'une tierce partie. L'entente de trois ans est valide jusqu'au 31 mars 2011 et couvre 70 % des employés. Afin de faciliter l'introduction de la convention collective, le service des ressources humaines a lancé un programme exhaustif de formation en matière de relations de travail pour l'ensemble des gestionnaires.

Rapport sur les coûts de la réglementation

Conformément à son engagement de bonne gouvernance d'entreprise, la Commission a annoncé en octobre 2006 son intention d'établir des rapports sur les coûts de la réglementation associés à la supervision des secteurs du gaz et de l'électricité de l'Ontario.

Les trois mesures suivantes ont été cernées :

- une moyenne mobile de trois ans du pourcentage de changement des dépenses de fonctionnement;
- une moyenne mobile de trois ans des dépenses de fonctionnement à titre de pourcentage du revenu de l'industrie;
- une moyenne mobile de trois ans des dépenses de fonctionnement par consommateur final.

Le graphique qui suit illustre les moyennes mobiles de trois ans pour chaque mesure des coûts de la réglementation.

Mesure des coûts de la réglementation pour 2008-2009

	2008-2009	2007-2008	2006-2007
Dépenses de fonctionnement [a]	33 898 410 $	32 180 496 $	29 960 984 $
Mesure n° 1 : pourcentage de changement des dépenses de fonctionnement	**5,34 %**	**7,41 %**	**17,58 %**
Moyenne mobile de 3 ans	10,11 %	9,60 %	10,48 %
Revenus de l'industrie (en milliards de dollars) [b]	20,7 $	21,1 $	19,9 $
Mesure n° 2 : dépenses de fonctionnement à titre de pourcentage des revenus d'industrie	**0,16 %**	**0,15 %**	**0,15 %**
Moyenne mobile de 3 ans	0,16%	0,14%	0,13%
Consommateurs d'électricité [c]	4 700 898	4 638 808	4 592 868
Consommateurs de gaz naturel	3 181 316	3 208 500	3 158 554
Mesure n° 3 : dépenses de fonctionnement par consommateur ($an/consommateur)	**4,30 $**	**4,10 $**	**3,87 $**
Moyenne mobile de 3 ans	4,09 $	3,78 $	3,52 $

Remarques :

a) Source : États financiers de la Commission de l'énergie de l'Ontario. Le chiffre utilisé est celui des dépenses totales indiquées dans l'État des activités et des variations de l'actif net. Les dépenses totales comprennent les frais de la Commission recouvrables aux termes de l'article 30 de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* de 1 593 956 $ en 2008-2009, de 1 897 821 $ en 2007-2008 et de 1 106 664 $ en 2006-2007. Les frais des intervenants et des intéressés que les entités réglementées se sont vues ordonner de payer ne sont pas assumés par la Commission. Par conséquent, ils ne sont pas inclus dans les dépenses totales.

b) Source : Estimations de 2006-2007 à 2008-2009 fondées sur diverses sources de la CEO et de Statistique Canada.

c) Source : Rapports annuels.

Commentaire

Mesure n° 1 : pourcentage de changement des dépenses de fonctionnement

L'augmentation des dépenses de fonctionnement de 2007-2008 à 2008-2009 illustre une période complète de 12 mois au cours de laquelle les effectifs du personnel et les membres de la Commission sont complets, ce qui ne s'était pas produit au cours des exercices précédents. Les coûts reliés aux membres du personnel et aux membres de la Commission correspondent aux deux tiers des coûts annuels de la Commission et, d'une année à l'autre, comme c'est le cas dans la majorité des organisations, ce montant subit une augmentation annuelle afin d'englober le coût de la vie (2 à 3 %). Cependant, le pourcentage de hausse sur 12 mois a diminué.

Mesure n° 2 : dépenses de fonctionnement et revenus de l'industrie

Les revenus de l'industrie sont demeurés sensiblement les mêmes au cours de la période de trois ans de 2007-2008 à 2008-2009. Les dépenses de fonctionnement de la CEO, en tant que pourcentage des revenus de l'industrie, sont constantes au cours de cette même période.

Mesure n° 3 : dépenses de fonctionnement par consommateur

Les dépenses de fonctionnement par consommateur ont augmenté de 0,20 $ (5 %) de 2007-2008 à 2008-2009 en raison de l'augmentation des dépenses de fonctionnement de la CEO (voir l'explication à la mesure n° 1 ci-dessus).

Aux termes de l'article 30 de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la Commission « peut ordonner à une personne de payer tout ou partie des frais engagés par une autre personne relativement à sa participation à une instance devant elle, à une procédure relative aux avis et aux observations visés à l'article 45 ou 70.2 ou à toute autre consultation que la Commission entreprend ». Ces frais peuvent également comprendre ceux de la Commission.

Le tableau suivant présente l'activité en matière d'adjudication des frais pour l'exercice 2008-2009 :

	2008-2009
Frais de la Commission recouvrables aux termes de l'article 30 (Note 1)	1 593 956 $
Frais des intervenants et des intéressés recouverts aux termes de l'article 30 (Note 2) lors d'instances entreprises par les requérants	
- instances pour le secteur du gaz naturel	1 692 068 $
- instances pour le secteur de l'électricité	8 632 883 $
Frais des intervenants et des intéressés recouverts aux termes de l'article 30 lors de processus de consultation entrepris par la Commission (Note 2)	688 814 $
Total de l'activité en matière de recouvrement des frais en 2008-2009	**12 607 721 $**

Note 1) Ces frais représentent les frais engagés par la Commission relativement à des instances ou des processus de consultation précis (par exemple, des services de consultation, des services de sténographie ou la location de salles de réunion hors des locaux de la Commission). Ces frais sont présentés dans les états financiers de la Commission pour l'exercice clos le 31 mars 2009. Les entités réglementées sont tenues de payer ces frais à la Commission relativement aux instances et aux processus de consultation.

Note 2) Ces frais représentent des frais que les entités réglementées se sont vues ordonner de payer à des intervenants dans des instances et à des intéressés dans des processus de consultation. Ces frais ne figurent pas dans les états financiers de la Commission.

Ontario

COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO – RAPPORT ANNUEL

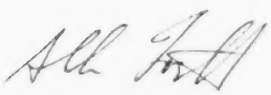
ÉTATS FINANCIERS 2008–2009

Responsabilité de la direction

La direction de la Commission de l'énergie de l'Ontario est responsable de l'intégrité et de la présentation fidèle des états financiers et des autres renseignements présentés dans le rapport annuel. Les états financiers ont été préparés par la direction conformément aux Principes comptables généralement reconnus au Canada. La préparation des états financiers exige nécessairement que la direction fasse preuve de jugement et qu'elle emploie les meilleures estimations, particulièrement lorsque l'effet des transactions touchant l'exercice en cours ne peut pas être déterminé avec certitude avant les prochains exercices.

La Commission a recours à des systèmes de contrôle comptable internes conçus pour offrir une assurance raisonnable que des renseignements financiers fiables soient disponibles rapidement, que l'actif et le passif de la Commission soient comptabilisés adéquatement et que la sauvegarde de l'actif soit assurée.

Les états financiers ont été examinés et approuvés par le Comité de gestion de la Commission. De plus, ils ont fait l'objet d'une vérification de la part du vérificateur général de l'Ontario, dont le rapport suit.



Allan Fogwill
Directeur général, Planification et Services opérationnels
Le 29 juin 2009

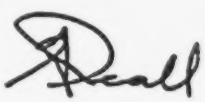
Rapport du vérificateur

À la Commission de l'énergie de l'Ontario

J'ai vérifié l'état de la situation financière de la Commission de l'énergie de l'Ontario au 31 mars 2009, l'état des résultats de fonctionnement et de l'actif net ainsi que l'évolution de la situation financière pour l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Commission. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à assurer un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans les états financiers. Une vérification comprend l'examen par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables, des estimations importantes faites par la direction et de la présentation d'ensemble des états financiers.

À mon avis, ces états financiers présentent fidèlement, à tous égards importants, la situation financière de la Commission au 31 mars 2009, ainsi que les résultats de fonctionnement et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date, selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.



Gary R. Peall, CA
Sous-vérificateur général
Expert-comptable autorisé

Toronto (Ontario)
Le 29 juin 2009

État de la situation financière
Au 31 mars 2009

	2009		2008	
ACTIF				
Actif à court terme				
Espèces	11 395 939	$	18 105 875	$
Comptes débiteurs	57 473		2 794 529	
Coûts liés au processus de réglementation devant être évalués	1 023 141		1 522 536	
Dépôts et charges payées d'avance	231 373		192 329	
Total de l'actif à court terme	12 707 926		22 615 269	
Immobilisations (note 5)	6 698 582		8 151 556	
TOTAL DE L'ACTIF	**19 406 508**	**$**	**30 766 825**	**$**
PASSIF				
Passif à court terme				
Revenus reportés (note 3c)	1 089 319	$	10 693 842	$
Comptes créditeurs et charges à payer	4 888 566		5 326 364	
Total du passif à court terme	5 977 885		16 020 206	
Passif à long terme				
Revenus reportés liés aux immobilisations (note 3d)	3 882 463		5 073 472	
Incitatif de location reporté (note 8)	3 635 459		3 973 631	
Passif au titre du régime de retraite (note 6b)	298 701		230 301	
Total du passif à long terme	7 816 623		9 277 404	
TOTAL DU PASSIF	**13 794 508**		**25 297 610**	
Réserve de fonctionnement (note 4)	4 710 260		4 764 975	
Actif net :				
Actif net non affecté (note 7)	704 240		704 240	
Actif net affecté aux fins internes (note 7)	197 500		0	
Actif net total	901 740		704 240	
TOTAL DU PASSIF, DE LA RÉSERVE ET DE L'ACTIF NET	**19 406 508**	**$**	**30 766 825**	**$**

Voir les notes relatives aux états financiers.

Au nom du Comité de gestion :

Howard Wetston
Président

Gordon Kaiser
Vice-président

Pamela Nowina
Vice-présidente

État des résultats de fonctionnement et de l'actif net
Exercice clos le 31 mars 2009

	2009	2008
REVENUS		
Recouvrement des coûts		
Recouvrement des coûts généraux (note 3a)	29 332 441 $	27 073 731 $
Amortissement des revenus reportés liés aux immobilisations	2 225 702	2 071 390
Coûts liés au processus réglementaire	1 593 956	1 897 821
Total des revenus provenant du recouvrement des coûts	33 152 099	31 042 942
Autres revenus		
Revenus d'intérêt	380 657	744 149
Frais de permis	356 265	354 100
Pénalités	197 500	0
Revenus divers	9 389	39 305
Total des autres revenus	943 811	1 137 554
TOTAL DES REVENUS	**34 095 910**	**32 180 496**
CHARGES		
Salaires et avantages sociaux	22 982 241	21 587 303
Experts-conseils et professionnels	3 454 340	3 325 381
Bien-fonds	2 236 842	2 248 992
Réunions, formation et déplacement	844 555	861 150
Bureaux et administration	830 147	817 757
Médias et publications	699 729	702 888
Technologies de l'information	624 854	565 635
Amortissement	2 225 702	2 071 390
TOTAL DES CHARGES	**33 898 410**	**32 180 496**
EXCÉDENT DES REVENUS PAR RAPPORT AUX CHARGES	**197 500**	**0**
Actif net, au début de la période (note 7)	704 240	704 240
ACTIF NET, à la fin de la période	**901 740 $**	**704 240 $**

Voir les notes relatives aux états financiers.

État des flux de trésorerie
Exercice clos le 31 mars 2009

	2009	2008
Rentrées (sorties) de fonds nettes liées aux activités suivantes		
FONCTIONNEMENT		
Évaluation comptabilisée	28 558 331 $	28 678 379 $
Revenus des coûts liés au processus de réglementation	1 593 956	1 897 821
Autres revenus	943 811	1 137 554
Charges	(33 898 410)	(32 180 496)
Excédent (insuffisance) des revenus par rapport aux charges	(2 802 312)	(466 742)
Rajustement pour les charges non pécuniaires		
Amortissement des immobilisations payées par la Commission	2 225 702	2 071 390
Amortissement des améliorations locatives payées par le propriétaire	261 965	261 965
Rajustement net pour les charges non pécuniaires	2 487 667	2 333 355
Changements aux fonds de roulement hors caisse		
Comptes débiteurs	2 737 056	2 933 108
Coûts liés au processus de réglementation devant être évalués	499 395	(836 283)
Dépôts et charges payées d'avance	(39 044)	(12 588)
Revenus reportés	(7 850 435)	(91 188)
Comptes créditeurs et charges à payer	(437 798)	614 557
Passif au titre du régime de retraite	68 400	61 250
Incitatif de location reporté	(338 172)	(338 172)
Évolution du fonds de roulement autre que les disponibilités	(5 360 598)	2 330 684
Rentrées nettes provenant des activités d'exploitation	(5 675 243)	4 197 297
INVESTISSEMENT		
Achats de biens immobilisés	(1 034 693)	(1 759 009)
Rentrées nettes utilisées pour des activités d'investissement	(1 034 693)	(1 759 009)
VARIATION NETTE DE L'ENCAISSE	**(6 709 936)**	**2 438 288**
Encaisse, au début de la période	18 105 875	15 667 587
Encaisse, à la fin de la période	**11 395 939 $**	**18 105 875 $**

Voir les notes relatives aux états financiers.

Le 31 mars 2009

1. Nature de la Commission

La Commission de l'énergie de l'Ontario (la « Commission ») est l'autorité de réglementation des industries du gaz naturel et de l'électricité en Ontario. La Commission fournit en outre des conseils sur les questions liées à l'énergie qui lui sont soumises par le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure ou le ministre des Richesses naturelles.

Aux termes de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la Commission est, depuis le 1er août 2003, une société sans capital-actions. Elle est autorisée à financer entièrement ses coûts de fonctionnement auprès des participants au marché du gaz et de l'électricité.

À titre d'organisme de Sa Majesté du chef de l'Ontario, la Commission bénéficie d'une exemption d'impôt fédéral et provincial aux termes de la *Loi de l'impôt sur le revenu* du Canada ainsi que des taxes sur les biens et les services aux termes de la *Loi sur la taxe d'accise*.

2. Principales conventions comptables

Les présents états financiers ont été préparés conformément aux Principes comptables généralement reconnus au Canada. Les principales conventions comptables utilisées dans la préparation des présents états financiers comprennent les suivantes.

a) Constatation des produits

Les revenus reçus pendant l'exercice 2008-2009 qui portent sur des exercices subséquents ne sont pas reconnus comme des revenus et sont reportés. La constatation des revenus de recouvrement des coûts est liée aux charges de la Commission comme suit :

- Le recouvrement des coûts généraux liés aux charges de la Commission est constaté à titre de revenus dans la mesure où ils dépassent les coûts du processus de réglementation, de l'amortissement des revenus reportés à long terme liés aux immobilisations et d'autres revenus. Les revenus évalués dépassant les coûts réels liés à l'exercice 2008-2009 sont considérés comme un rapprochement (note 3b).

- Les revenus provenant de pénalités imposées aux participants au marché individuels aux termes de l'article 112.5 de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* sont comptabilisés pour l'année à laquelle elles sont imposées pourvu qu'à cette période, le recouvrement soit raisonnablement assuré. Les revenus provenant des pénalités ne seront pas utilisés pour réduire le recouvrement des coûts généraux conformément au modèle d'évaluation des coûts (note 7).

- L'amortissement des revenus reportés liés aux immobilisations est constaté à titre de revenus sur la même base que celle de l'amortissement des immobilisations sous-jacentes. Les revenus liés aux dépenses d'immobilisations sont reportés étant donné qu'ils ont été comptabilisés d'avance (note 3d).

- Les coûts liés au processus de réglementation sont constatés à titre de revenus lorsque les charges afférentes sont engagées.

Les autres revenus sont constatés lorsqu'ils sont reçus et recevables.

b) Immobilisations

Les immobilisations sont comptabilisées au coût, moins l'amortissement cumulé. L'amortissement est calculé selon la méthode linéaire, commençant au cours de l'exercice suivant les acquisitions et s'échelonnant sur leurs durées de vie utiles estimatives, comme suit :

Mobilier et équipement de bureau	5 ans
Équipement informatique et logiciels afférents	3 ans
Équipement audio-visuel	3 ans
Améliorations locatives	durée du contrat de location

2. Principales conventions comptables (suite)

c) Instruments financiers

Aux termes des Principes comptables généralement reconnus au Canada, tous les instruments financiers sont classés dans l'une des cinq catégories suivantes : détenus à des fins de transaction, détenus jusqu'à leur échéance, prêts et créances, disponibles à la vente ou autre passif financier.

Tous les instruments financiers doivent être mesurés à leur juste valeur lors de leur constatation initiale, sauf dans le cas de certaines transactions entre apparentés. Après leur constatation initiale, les instruments financiers doivent être mesurés à leur juste valeur, sauf dans le cas de l'actif financier classé dans la catégorie des titres détenus jusqu'à leur échéance, dans celle des prêts et créances ou dans celle de l'autre passif financier, qui sont mesurés au coût ou au coût amorti selon la méthode de l'intérêt réel.

La Commission a adopté le classement suivant pour l'actif et le passif financiers :

- L'encaisse est classée comme des titres détenus à des fins de transaction et comptabilisés à leur juste valeur.
- Les comptes débiteurs et les coûts du processus de réglementation à être évalués sont classés comme des prêts et créances et sont évalués à leur valeur nominale, ce qui est approximativement égal à leur juste valeur étant donné les échéances de courte durée.
- Les comptes créditeurs et les charges à payer sont classés dans la catégorie autre passif financier et sont comptabilisés à leur valeur nominale, ce qui est approximativement égal à leur juste valeur étant donné les échéances de courte durée.

Selon la direction, la Commission n'est exposée à aucun risque important lié aux taux d'intérêt, aux devises, aux flux de trésorerie ou au crédit découlant de ses instruments financiers en raison de leur nature.

d) Utilisation des prévisions

La préparation des états financiers conformément aux Principes comptables généralement reconnus au Canada exige que la direction effectue des prévisions et utilise des hypothèses qui ont des effets sur la comptabilisation de l'actif et du passif à la date des états financiers ainsi que sur les totaux comptabilisés des revenus, des charges et des sommes recouvrées durant l'année. Les montants réels pourraient être différents de ces estimations.

e) Régime de retraite des employés

Les employés à temps plein de la Commission participent à la Caisse de retraite des fonctionnaires, laquelle est un régime de retraite à prestations déterminées pour les employés de la province et de nombreux organismes provinciaux. La province de l'Ontario, qui est le seul promoteur de cette caisse de retraite, détermine la contribution annuelle de la Commission à la caisse. Comme la Commission n'est pas un promoteur de ces fonds, les gains et les pertes qui découlent des évaluations actuarielles des fonds ne constituent pas un actif ou une obligation de la Commission étant donné que la responsabilité de veiller à la viabilité financière de la caisse de retraite incombe au promoteur.

La Commission a également constitué un régime de retraite par capitalisation partielle supplémentaire pour le président, tel que décrit dans la note 6b. La Commission constate ses obligations et le coût afférent dans le cadre de ce régime de retraite par capitalisation partielle supplémentaire. La provision actuarielle et le coût des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice sont déterminés par des actuaires indépendants au moyen de la méthode de projection des prestations, au prorata des hypothèses les plus probables de la direction.

3. Évaluations de l'industrie pour 2008–2009

Durant l'exercice 2008–2009, on a estimé les coûts des participants des industries du gaz et de l'électricité pour l'exercice en se fondant sur les sommes prévues dans le budget. Les sommes évaluées dépassant les coûts réels sont rapprochées et constatées à titre de revenus reportés actuels. Le rapprochement de 2008–2009 sera utilisé pour réduire l'évaluation de l'exercice financier 2009–2010. Le calcul du recouvrement des coûts généraux réels, du rapprochement et des revenus reportés est détaillé dans les tableaux suivants.

a) Recouvrement des coûts généraux 2008–2009

Salaires et avantages sociaux	22 982 241 $
Experts-conseils et professionnels	3 454 340
Bien-fonds	2 236 842
Réunions, formation et déplacement	844 555
Bureaux et administration	830 147
Médias et publications	699 729
Technologies de l'information	624 854
Amortissement	2 225 702
Total des charges	33 898 410 $
Coûts du processus de réglementation, amortissement des revenus reportés à long terme liés aux immobilisations et autres revenus	(4 565 969)
Recouvrement des coûts généraux au 31 mars 2009	**29 332 441 $**

b) Rapprochement de 2008–2009

Recouvrement des coûts généraux (note 3a)	29 332 441 $	
Dépenses en immobilisations de 2008–2009 payées par la CEO	1 034 693	
Évaluation totale (réelle)		30 367 134 $
Évaluation totale (budget)		31 401 738
Réduction des dépenses en 2008–2009		(1 034 604) $
Rajustement de la réserve de fonctionnement (note 4)		(54 715)
Rapprochement de 2008–2009 au 31 mars 2009		**(1 089 319) $**

c) Revenus reportés actuels 2008–2009

Rapprochement de 2008–2009 (note 3b)	1 089 319
Revenus reportés actuels	**1 089 319 $**

3. Évaluations de l'industrie pour 2008–2009 (suite)

d) Report des revenus de 2008–2009 liés aux immobilisations

Les revenus liés aux dépenses en immobilisations sont reportés parce qu'ils ont été comptabilisés d'avance, à l'exception des améliorations locatives payées par le propriétaire qui ne sont pas incluses dans les évaluations. Dans le cadre des incitatifs de location compris dans le contrat de location, le propriétaire a payé 3 540 400 $ en améliorations locatives au nom de la Commission depuis l'entrée en vigueur du bail le 1er janvier 2005.

Valeur comptable nette des immobilisations en 2008–2009	6 698 582 $
Améliorations locatives payées par le propriétaire	(3 540 400)
Amortissement cumulé des améliorations locatives payées par le propriétaire	724 281
Report des revenus de 2008–2009 liés aux immobilisations	**3 882 463 $**

4. Réserve de fonctionnement

En sa qualité d'organisme autofinancé, la Commission a été autorisée à établir une réserve de fonctionnement jusqu'à concurrence de 15 % de l'évaluation annuelle actuelle, laquelle est rajustée chaque année. La réserve de fonctionnement doit être utilisée pour la gestion des flux de trésorerie et le maintien du fonds de roulement.

Réserve de fonctionnement de 2008–2009

Réserve de fonctionnement au 31 mars 2008	4 764 975 $
Rajustement de la réserve de fonctionnement	(54 715)
Réserve de fonctionnement au 31 mars 2009	**4 710 260 $**

5. Immobilisations

	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette en 2009	Valeur comptable nette en 2008
Mobilier et équipement de bureau	2 401 866 $	1 687 608 $	714 258 $	1 122 952 $
Équipement informatique et logiciels afférents	7 123 445	4 635 914	2 487 531	3 129 692
Équipement audio-visuel	833 865	751 729	82 136	285 233
Améliorations locatives	4 259 193	844 536	3 414 657	3 613 679
	14 618 369 $	7 919 787 $	6 698 582 $	8 151 556 $

6. Avantages sociaux futurs des employés

a) La contribution de la Commission au Régime de retraite des fonctionnaires pour l'exercice 2008–2009 était de 1 199 319 $ (1 127 813 $ en 2008) et est comprise dans les coûts liés aux salaires et aux avantages sociaux indiqués dans l'État des résultats de fonctionnement et de l'actif net.

6. Avantages sociaux futurs des employés (suite)

b) Le régime de retraite par capitalisation partielle supplémentaire pour le président de la Commission comporte une obligation au titre des indemnités constituées de 236 532 $ (249 584 $ en 2008) et un passif au titre des prestations constituées de 298 701 $ (230 301 $ en 2008). Les charges afférentes de la Commission pour l'exercice s'élevaient à 68 400 $ (61 250 $ en 2008) et sont constatées dans les salaires et avantages. Aucune indemnité n'a été versée durant l'exercice (0 $ en 2008). Les hypothèses actuarielles significatives adoptées le 31 mars 2009 comprenaient un taux d'actualisation de 5,75 % (5,25 % en 2008).

c) La Commission n'est pas responsable du coût des avantages sociaux non liés à la pension après la retraite des employés. La responsabilité de ces coûts incombe à la province de l'Ontario, un apparenté.

7. Opérations entre apparentés et actif net

Le ministère de l'Énergie a offert une subvention ponctuelle de transition de 704 240 $ pour l'important transfert des employés du ministère à la Commission qui a eu lieu le 29 mars 2004. La Commission prévoit que l'actif net non affecté sera éliminé par l'entremise d'un déficit de fonctionnement durant l'exercice 2009-2010, tel qu'indiqué dans le budget 2009-2012 présenté pour approbation au ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure.

L'actif net affecté aux fins internes représente au 31 mars 2009 des revenus de 197 500 $ provenant des pénalités imposées aux participants au marché individuels aux termes de l'article 112.5 de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. Les revenus provenant des pénalités ne seront pas utilisés pour réduire les paiements aux termes de l'évaluation générale, conformément au modèle d'évaluation des coûts de la CEO. Les revenus provenant des pénalités sont limités à l'interne par le Comité de gestion pour appuyer des activités relatives à l'éducation des consommateurs, à la sensibilisation et à d'autres activités dans l'intérêt public.

8. Incitatif de location reporté et engagements dans les contrats de location-exploitation

Durant l'exercice 2004-2005, la Commission a conclu un engagement de preneur à bail pour ses bureaux, lequel comportait divers incitatifs de location. L'incitatif de location reporté représente les avantages des engagements pris dans un contrat de location-exploitation qui sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 15 ans, soit la durée du contrat.

Les changements des incitatifs de location reportés sont les suivants.

	2009		2008	
Solde au début de l'exercice	3 973 631	$	4 311 803	$
Plus : Améliorations locatives	0		0	
Moins : Amortissement des incitatifs de location reportés déduits des dépenses d'entretien de l'immeuble	(338 172)		(338 172)	
Solde, à la fin de l'exercice	**3 635 459**	**$**	**3 973 631**	**$**

Les paiements annuels minimaux aux termes du contrat de location-exploitation pour les 11 prochaines années ainsi que les totaux sont les suivants :

2010	2 265 612	$
2011	2 416 588	
2012	2 464 944	
2013	2 519 184	
2014 et par la suite	19 062 620	
	28 728 948	$

9. Chiffres comparatifs

Certains chiffres comparatifs ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation des états financiers adoptés pour le présent exercice.

ORGANIGRAMME DE LA COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO

Au 31 mars 2009